

Інститут електродинаміки
Національна академія наук України

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

МАКСИМЧУК ВІТАЛІЙ ФЕДОРОВИЧ

УДК 621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

ІНТЕГРОВАНА ГАЛУЗЕВА СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ ОБЛАДНАННЯ
ГОСПОДАРСТВА ЕЛЕКТРИФІКАЦІЇ ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
УКРЗАЛІЗНИЦІ

Спеціальність 05.14.02 – Електричні станції, мережі і системи

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ В.Ф. Максимчук

Науковий керівник

Стогній Борис Сергійович, д.т.н.,
професор, академік НАН України

Київ-2020

АНОТАЦІЯ

Максимчук В.Ф. Інтегрована галузева система моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи». – Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, Київ, 2020.

Дисертація присвячена розв’язанню важливого для господарства електропостачання залізниць України наукового завдання розвитку науково-технічних основ створення інтегрованої галузевої системи моніторингу електротехнічного обладнання тягових підстанцій і електричних мереж Укрзалізниці в напрямку розробки вимог, принципів виконання, побудови та впровадження системи, включно з розробкою нового методу визначення місця однофазного короткого замикання на землю на лініях сигналізації, централізації та блокування залізничного транспорту, що дало змогу забезпечити оперативний персонал повною та достовірною інформацією про стан електроенергетичних об’єктів залізниць, підвищити надійність та ефективність функціонування господарства електропостачання, якість та безпеку роботи рухомого складу залізниць.

В роботі виконано аналіз практики експлуатації електротехнічного обладнання господарства електропостачання та впроваджених більш як 150 тягових підстанціях Укрзалізниці локальних цифрових пристроїв моніторингу параметрів його режимів, Виходячи з результатів цього дослідження обґрунтовано нагальну потребу в розширенні переліку і покращенні якості виконуваних цими пристроями функцій та їх об’єднанні в єдину багаторівневу інформаційну мережу.

Досліджено і встановлено характерні особливості одного з найвідповідальніших об'єктів моніторингу - ліній електроживлення пристроїв сигналізації, централізації та блокування (СЦБ) залізничного транспорту та їх навантажень. Насамперед, це віднесеність до першої категорії забезпечення надійності електропостачання і відповідно надто висока ціна відмов та пошкоджень; виконання і робота з ізольованою нейтраллю; безпосереднє сусідство з лініями резервного живлення пристроїв СЦБ - високовольтними лініями «два проводи –рейка» (ДПР) напругою 27,5 кВ та фідерами контактної мережі (ФКМ); нелінійність та нерівномірна розподіленість навантаження, що складається з 4-6 трифазних та 30-40 однофазних трансформаторів, увімкнених на різні міжфазні напруги.

Виконано багаточисельні натурні експерименти з визначення параметрів лінії СЦБ в нормальних та аварійних режимах її роботи (струмів і напруг фаз та їх симетричних і гармонійних складових, активних та реактивних повздовжніх опорів, ємностей фаз відносно землі та між фазами) з увімкненими між кожною з її фаз і землею спеціально підібраних в кожному режимі конденсаторів та без них. Результатами цих досліджень доведено, що заземлення нейтралі живлячого лінії СЦБ трансформатора, здійснюване при визначенні місця однофазного замикання на землю (ОЗЗ), рівноцінне заземленню нейтралі зірки трьох конденсаторів, що підключені до фаз лінії. Показано, що включення конденсаторів сприяє зниженню несиметрії напруг робочих режимів лінії СЦБ, дозволяє підвищити чутливість засобів визначення місця ОЗЗ. Значення ємностей встановлюваних конденсаторів вибираються виходячи з параметрів лінії СЦБ та з урахуванням електромагнітного впливу сусідніх ліній ФКМ і ДПР, який проявляється в наведений напрузі та повздовжній електрорушійній силі і зумовлений їх ємнісними зв'язками та взаємною індукцією.

За результатами аналізу гармонійного складу струмів та напруг фаз, їх симетричних складових та векторних діаграм, отриманих в експериментальних дослідженнях, встановлено функціональні залежності параметрів режимів роботи лінії СЦБ від значення ємностей конденсаторів, увімкнених між фазами

лінії та землею; відстані до місця ОЗЗ; параметрів взаємного розташування лінії СЦБ, лінії «два проводи – рейка» (ДПР) та фідерів контактної мережі (ФКМ). Отримані залежності використані при розробці нової математичної моделі лінії.

Розроблено математичну модель лінії СЦБ, що ґрунтується на використанні П-подібної схеми заміщення лінії з ізолюваною нейтраллю з зосередженими параметрами, і яка на відміну від відомої моделі повітряної лінії напругою 6-35 кВ з ізолюваною нейтраллю дозволяє врахувати ємнісні та індуктивні зв'язки лінії СЦБ з сусідніми лініями ДПР і ФКМ та відповідно їх вплив на струми та напруги лінії СЦБ. Адекватність запропонованої моделі засвідчена задовільними результатами порівняння розрахункових і дійсних, одержаних експериментально, значень струмів і напруг лінії в робочому режимі з наявним навантаженням, режимі ОЗЗ однієї з фаз та ін.

Виконано аналіз існуючих в світовій практиці багаточисельних методів визначення місця однофазного замикання на землю (ОЗЗ) в мережах з ізолюваною нейтраллю, які відрізняються своїми апаратними та програмними рішеннями, математичною логікою, що впроваджена в програмних рішеннях, а також величинами, які використовуються для визначення відстані до місця пошкодження. На основі запропонованої в роботі класифікації цих методів і виконаного дослідження їх переваг і недоліків показано, що найбільш прийнятними з точки зору одночасного забезпечення вимог щодо швидкодії, точності та економічності, з урахуванням встановлених особливостей виконання ліній СЦБ, є односторонні он-лайн методи, тобто методи, реалізація яких потребує встановлення вимірювального обладнання лише на одному кінці лінії, які ґрунтуються на використанні амплітудно-фазових спектрів струмів і напруг мережі та їх симетричних складових.

Розроблено метод автоматичного моніторингу параметрів режимів і визначення місця пошкодження на лініях електропостачання пристроїв СЦБ залізниць, що полягає в під'єднанні до усіх фаз лінії на її початку спеціально вибраних конденсаторів, з'єднаних за схемою «зірка» з заземленою нульовою точкою, вимірювання векторів струмів фаз і векторів напруг фаз відносно землі

та використанні як показників моніторингу вектора струму нульової послідовності і амплітудних значень першої та вищих гармонік напруги пошкодженої фази. Реалізація методу в складі системи моніторингу обладнання тягових підстанцій залізниць не потребує відключення лінії, забезпечує підвищення достовірності даних моніторингу та надійності функціонування пристроїв СЦБ, зниження несиметрії напруг робочого режиму ліній СЦБ і продовження строку служби їх обладнання, дозволяє зменшити час та витрати на пошук місця пошкодження, підвищити точність визначення відстані до нього.

Виконано експериментальні і теоретичні дослідження факторів, що впливають на точність визначення місця ОЗЗ в лініях СЦБ запропонованим методом. За результатами цих досліджень одержано уточнені залежності між параметрами режимів лінії і параметрами ОЗЗ за умов впливу на лінію СЦБ ліній ДПР і ФКМ, які покладені в основу вдосконалення алгоритму розробленого методу. Доведено, що похибка місця визначення місця ОЗЗ за відсутності зовнішніх факторів впливу не перевищує 1% для будь-якого місця замикання. За сукупного впливу факторів впливу максимальне відносне значення похибки визначення відстані до місця можливого вздовж усієї довжини лінії ОЗЗ знаходиться в межах від -0,6% до -12,8%.

Розроблено технічні вимоги, принципи побудови, визначені функції, структура і створена багатофункціональна багаторівнева інтегрована система моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці, теоретичну основу якої складають наукові положення дисертації, а її технічною основою є апаратно-програмний комплекс (АПК) «Регіна» різного функціонального призначення і автоматична система збору інформації від пристроїв релейного захисту, пристроїв керування комутаційними апаратами, силових і вимірювальних трансформаторів та ліній, що відходять від підстанції. Розроблена система являє собою складний ієрархічний програмно-технічний комплекс, виконаний із застосуванням найсучасніших інноваційних технологій в галузі автоматизації електроенергетичних об'єктів (синхронізація вимірювань

за супутниковими сигналами GPS, безперервна обробка і аналіз первинної інформації в реальному часі та ін.).

Впровадження першого зразка системи на базі трьох тягових підстанцій Укрзалізниці дало змогу забезпечити оперативний персонал повною та достовірною інформацією про стан та режими роботи контрольованих електротехнічних об'єктів і таким чином підвищити надійність і ефективність функціонування господарства електропостачання залізниць та безпеку роботи залізничного транспорту.

Ключові слова: блокування, галузева система, замикання на землю, лінія живлення, моніторинг, режими нейтралі, сигналізація, тягова підстанція, централізація.

ANNOTATION

Maksymtchiuk V.F. Integrated monitoring system for Ukrzaliznytsia's railroad facilities and management equipment. – qualifying treatise printed as manuscript.

Thesis for a candidate degree (PhD) in specialty 05.14.02 “Power stations, lines and systems”. – The Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute” MES of Ukraine, Kyiv, 2020.

This thesis addresses issues of developing integrated monitoring system for Ukrzaliznytsia's railroad facilities and management equipment in context of engineering requirements, implementation principles, product development and deployment. New method for 1-phase fault location in rail signaling control (RSC) was designed. Thus operating personnel got reliable information about state of railroad's energy objects. Improved reliability, effectiveness and operational safety of railroad facilities and management equipment were achieved.

Equipment handling of local digital monitoring devices at more than 150 railroad substation was analyzed. Urgent demand for enhancement in quantity and quality of their functions as well as merging of those devices in one multilevel information system were shown.

Defining characteristics of RSC lines and their load were researched and determined. Those are: very high price for faults due to those lines being 1st category of power availability; usage of insulated neutral; location near 27.5 kV lines for power backup of RSC equipment and overhead contact system feeders (CSF); non linear and uneven load distribution, which consists of 4-6 3phase and 30-40 1phase transformers operating different inter-phase voltages.

Numerous experiments to determine voltages, currents, loads and capacitances of RSC line have been carried out. In each case experiments have been made with specially assigned capacitors between each phase and earth as well as without them. Those experiments' results have shown that earthing of RSC line feeding transformer's neutral is equal to neutral's earthing in wye connection of 3 capacitors which are

connected to line's phases. It has been proved that adding capacitors lessens voltage unbalance and increases accuracy of fault location. Capacitors' values have been chosen based on RSC line's parameters and electromagnetic interference from nearby CSF and 27,5 kV power backup lines. That interference is based on induced voltage and emf on account of their capacitive coupling and mutual inductance.

Harmonic composition of experimental phase currents and voltages have been analyzed. Functional patterns for RSC line's operating mode parameters have been specified. Those patterns depend on: capacitors' values; distance to location of the fault; mutual disposition of RSC line, CSFs and 27,5 kV power backup line. New mathematical model has been developed based on those patterns.

The model uses twin-T network with isolated neutral taking into account inductance-capacitance coupling of RSC line, adjacent CSFs and 27,5 kV power backup lines. Comparison of estimated current and voltage values with experimental ones in different line operating modes proves effectiveness of proposed model.

Analysis of different 1-phase fault location methods at lines with isolated neutral has been made. It has been shown that the best methods would be one-sided online ones, i.e. methods that imply usage of measuring equipment only at one end of the line and are based on usage of amplitude-phase spectrum of line's currents and voltages.

Method for automatic monitoring of RSC operating modes parameters has been devised. This method implies adding special capacitors in each phase at the beginning of the line connected in Y-connection with earthed neutral point; measuring phase currents and voltages vectors; using residual current's vector and amplitude voltage's value of first and upper harmonics of faulty phase as main monitoring parameters. This method's implementation into traction substation equipment's monitoring system does not require tripping of the line, ensures reliability of gained data, lessens voltage unbalance, extends the work period of RSC equipment, makes it's easier and faster to locate a fault, increases accuracy of fault location.

Theoretical and practical studies of factors that affect accuracy of fault location at RSC lines have been carried out. Those factors are: voltage unbalance, measuring accuracy, transient resistance at fault location, non-linearity of line's load. Revised

relationship between line's operating modes parameters and fault location parameters have been made attained. Those were used to improve above mentioned method's algorithm. It has been proved that fault location's error won't exceed 1% in case of those factors' absence. Depending on presence of those factors, maximum relative error would be in -0,6...-12,8% interval.

Specifications, design concept, functions and structure for multi-functional integrated monitoring system for Ukrzaliznytsia's railroad facilities and management equipment have been provided. Theoretical basis for the system is composed on conclusions of this PhD thesis. Technically the system is based on hardware-software complex "Regina" and automatic system for gathering data from intelligent electronic devices. The system has been made using modern technologies (synchronization of measured data with GPS, online processing and analysis of data, etc).

Introduction of system's first sample on 3 Ukrzaliznytsia's traction substations basis has made it possible to provide operating personnel with reliable data about state and operating modes of controlled energy objects. Improved reliability, effectiveness and operational safety of railroad facilities and management equipment were achieved.

Keywords: line-to-ground fault, monitoring, neutral point connection, power supply line, RSC, traction substation.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Фахові видання:

1. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф. Моніторинг стану ліній 10(6) кВ сигналізації, централізації та блокування електрифікованих залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2016. №1. С. 40-46. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).
2. Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях. *Технічна електродинаміка*. 2016. №4. С. 83-85. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).
3. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вибір алгоритму визначення відстані замикання на землю та необхідних для цього інформаційних складових параметрів режиму. *Праці ІЕД НАН України*. 2017. №48. С. 22-26. (входить до міжнародної наукометричної бази ELIBRARY).
4. Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення місця однофазного замикання на землю в умовах електромагнітного впливу на повітряні лінії сигналізації, централізації та блокування залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2019. №1. С. 50-54. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).
5. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на лініях сигналізації, централізації та автоблокування залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2020. №1. С. 48-57. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).

Патенти на корисну модель:

6. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Сорочинський В.В., Дячук С.Я., Стасюк О.І., Михайлевський О.С. Підсистема моніторингу і вводу дискретної інформації інформаційно-діагностичного комплексу Регіна: патент на корисну модель №73365 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 16.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

7. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Михайлевський О.С., Панов А.В., Стасюк О.І., Тарасевич П.Й., Войтов Д.В. Мікропроцесорна система моніторингу і прогнозу залишкового ресурсу елегазових високовольтних вимикачів: патент на корисну модель №73398 Україна, МПК G07C 3/10; заявл. 23.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

8. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Стасюк О.І., Камінський Р.Б., Пилипенко Ю.В., Дячук С.Я., Панюшкін О.М. Система синхронізації функціонування засобів вимірювання та автоматизації в енергетиці: патент на корисну модель №73434 Україна, МПК G06F 17/18; заявл. 28.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

9. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Довгодько Ю.М., Сорочинський В.В., Михайлевський О.С. Підсистема моніторингу і вводу аналогової інформації інформаційно-діагностичного комплексу Регіна: патент на корисну модель №81842 Україна, МПК G06F 17/18; заявл. 05.02.2013; опубл. 10.07.2013, Бюл. №13.

10. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В., Панов А.В., Тутик В.Л., Стасюк О.І. Мікропроцесорна система моніторингу параметрів ізоляції високовольтних вводів силових трансформаторів: патент на корисну модель №108206 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 22.12.2015; опубл. 11.07.2016, Бюл. №13.

11. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Стретович В.М., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Пилипенко Ю.В., Тутик В.Л. Мікропроцесорна система визначення відстані до місця замикання на землю в нерозгалуженій системі з ізолюваною нейтраллю напругою 6-35 кВ: патент на корисну модель

№116005 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 08.09.2016; опубл. 10.05.2017, Бюл. №9.

Тези доповідей на наукових конференціях:

12. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.В., Максимчук В.Ф. Створення глобальної інформаційної системи безперервного моніторингу та діагностування тягових підстанцій змінного та постійного струму електрифікованих залізниць України. *Матеріали II міжнародної науково-технічної конференції* [«Інтелектуальні енергетичні системи ESS'11»] (Київ 7-10 червня 2011) / Національна академія наук України, Інститут електродинаміки. 2011. С. 72-77.

13. Максимчук В.Ф., Сопель М.Ф., Стогній Б.С. Система моніторинга состояния оборудования тяговых подстанций. *Тезисы 7-го международного симпозиума* [«Електрифікація и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта Eltrans'2013»] (Санкт-Петербург 8-11 октября 2013) / Санкт-Петербург: ПГУПС. 2013. С. 65-66.

14. Пилипенко Ю.В., Максимчук В.Ф. Розвиток оперативно-інформаційного комплексу служб електропостачання. *Матеріали VIII міжнародної науково-практичної конференції* [«Електрифікація залізничного транспорту Траснелектро – 2015»] (Одеса 29 вересня – 2 жовтня 2015) / Д.: ДНУЗТ. 2015. С. 51-52.

15. Grebchenko N.V., Maximchuk V.F., Pylypenko Y.V. The Method of Determining Parameters of Single-Phase Fault in Network with Isolated Neutral. *Materials of 2nd International Conference* [“Intelligent Energy and Power System IEPS-2016”] (Київ 7-11 червня 2016) / Київ: «Кафедра». 2016. С. 116-118. DOI: 10.1109/IEPS.2016.7521880. Xplore: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521880>.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	15
ВСТУП.....	17
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ’ЄКТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ ТА ПРОБЛЕМИ МОНІТОРИНГУ РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ.....	25
1.1 Системи електропостачання залізниць та їх загальна характеристика.....	26
1.2 Об’єкти моніторингу систем електропостачання залізниць інтегрованої галузевої системи.....	30
1.3 Сучасний стан проблеми визначення відстані до місця замикання на землю на повітряних лініях з ізольованою нейтраллю.....	33
1.4 Методи визначення місцезнаходження однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю.....	39
1.5 Висновки до розділу 1.....	62
РОЗДІЛ 2 МОДЕЛЮВАННЯ НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛІНІЙ ЖИВЛЕННЯ СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО АВТОБЛОКУВАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ.....	64
2.1 Нормальний режим роботи лінії з ізольованою нейтраллю.....	68
2.2 Порушення нормального режиму роботи ліній з ізольованою нейтраллю (замикання на землю однієї фази).....	81
2.3 Особливості режимів роботи та електромагнітного впливу для ліній з ізольованою нейтраллю.....	93
2.4 Математична модель елементів системи електропостачання СЦБ.....	98
2.5 Вдосконалення режиму роботи лінії з ізольованою нейтраллю за рахунок використання ємностей.....	101
2.6 Схема заміщення вузла електричної системи з лінією СЦБ.....	102
2.7 Схема заміщення вузла електричної системи з врахуванням електромагнітного впливу фідерів ФКМ та ДПР на лінію СЦБ.....	109
2.8 Висновки до розділу 2.....	112
РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ДО МІСЦЯ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО	

АВТОБЛОКУВАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ.....	113
3.1 Алгоритм визначення відстані до місця замикання фази на лінії СЦБ....	113
3.2 Оцінка точності визначення відстані до місця замикання на землю на математичній моделі.....	120
3.3 Експериментальні дослідження методу визначення відстані до місця пошкодження.....	131
3.4 Врахування в математичній моделі розподіленого навантаження лінії СЦБ.....	147
3.5 Підвищення точності розрахунку падіння напруги на ділянці лінії СЦБ.	148
3.6 Висновки до розділу 3.....	154
РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА І ВПРОВАДЖЕННЯ ІНТЕГРОВАНОЇ ГАЛУЗЕВОЇ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБЛАДНАННЯ ГОСПОДАРСТВА ЕЛЕКТРИФІКАЦІЇ ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ УКРЗАЛІЗНИЦІ.....	157
4.1 Вимоги до системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання та принципи її виконання.....	157
4.2 Структурна побудова та функціональні можливості СМОЕ.....	163
4.3 Умови експлуатації, безпека та вплив на навколишнє природне середовище.....	180
4.4 Висновки до розділу 4.....	183
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	185
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	188
ДОДАТОК А СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.....	205
ДОДАТОК Б ПРАКТИЧНЕ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ РОБОТИ...	208

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ	– акумуляторна батарея;
АПК	– апаратно-програмний комплекс;
АРМ	– автоматизоване робоче місце;
АСК ТП	– автоматизована система керування технологічним процесом;
АТ	– автотрансформатор;
АЦП	– аналого-цифровий перетворювач;
ВРП	– відкритий розподільчий пристрій;
ГКД	– Галузевий керівний документ;
ГОСТ	– Государственный (межгосударственный) стандарт;
ДГР	– дугозагасний реактор;
ДСП	– черговий по станції;
ДСТУ	– Державний стандарт України;
ДПР	– повітряна лінія «два проводи-рейка»;
ЕЕС	– електроенергетична система;
е.р.с.	– електрорушійна сила;
ЕЦ	– пост електричної централізації;
ЕЧЕ	– тягова підстанція (диспетчерське найменування);
КА	– комутаційний апарат;
КЗ	– коротке замикання;
ЛЕП	– лінія електропередачі;
НТД	– нормативно-технічний документ;
ОВ	– обхідний вимикач;
ОЗЗ	– однофазне замикання на землю;
ПЛ	– повітряна лінія (електропередачі);
ПО	– програмне забезпечення;
ПТЗ	– програмно-технічні засоби;
ПУЕ	– Правилами улаштування електроустановок;
Рл	– роз'єднувач лінійний;

Рнт	– роз’єднувач непарний;
РПН	– регулювання напруги під навантаженням;
Рчт	– роз’єднувач парний;
СВ	– секційний вимикач;
с.к.з.	– струм короткого замикання;
СМОЕ	– Система моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання;
СЦБ	– сигналізація, централізація та блокування;
ТВП	– трансформатор власних потреб;
ТН	– трансформатор напруги;
ТП	– тягова підстанція;
ТС	– трансформатор струму;
УПК	– установка поздовжньої компенсації;
ФКМ	– фідер контактної мережі;
ЦР	– цифровий реєстратор;
ЩПС	– щит постійного струму;
GPS	– Global Position System - глобальна (супутникова) система позиціонування;
TCP/IP	– Transmission Control Protocol/Internet Protocol - Протокол керування передачею/Протокол Інтернету.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми досліджень. Сучасна електроенергетична галузь через бурхливий розвиток передових інформаційних технологій перетворилася на інформатизовану та інтелектуалізовану енергетику [1, 2, 3, 4] з єдиним загальноенергетичним середовищем та інформаційною інфраструктурою. Такому її стану можна завдячувати лише впровадженням високонадійних інформатизованих комплексів, що забезпечують ефективну та надійну роботу як електроенергетичних систем в цілому, так і електроенергетичних об'єктів зокрема [5, 6, 7]. Переважаюче за своїми обсягами місце серед впроваджених займають системи моніторингу [8, 9] та засоби інформаційного обміну між ними [10]. Потужні інформаційно-діагностичні комплекси були впроваджені також на тягових підстанціях систем електропостачання Укрзалізниці [11].

В Україні на сьогоднішній день існує 6 залізниць, в яких переважна більшість колій є електрифікованими. Живлення електрифікованих ділянок залізниць забезпечують близько 400 тягових підстанцій змінного та постійного струму.

Контактна мережа, тягові підстанції, пости секціонування контактної мережі, системи сигналізації та централізованого блокування, допоміжні пристрої та системи є базою електрифікованих залізниць та утворюють структуру, що дає можливість експлуатації електрорухомого складу, а отже забезпечує перевезення пасажирів, вантажів тощо.

Основні перераховані елементи електрифікованих залізниць в переважній більшості своїй введені в експлуатацію в середині минулого століття з усіма відомими наслідками, які з цього випливають, основним з яких є вихід з ладу основних елементів в наслідок вичерпання свого ресурсу [12, 13].

Безаварійна та ефективна робота сучасної залізної дороги у значній мірі обумовлена надійністю електропостачання, рівнем автоматизації тягових підстанцій та процесів розподілу електричної енергії вздовж доріг. Пристрої

сигналізації та централізованого блокування у значній мірі впливають на якість та безпеку роботи як електрифікованого залізничного транспорту, так і залізничного транспорту, який ще не має електрифікації. Живлення пристроїв СЦБ забезпечується повітряними лініями змінного струму напругою 6-10 кВ. Сумарна довжина цих ліній в Україні складає десятки тисяч кілометрів, що вказує на велику ймовірність виникнення пошкоджень, а тому є нагальна необхідність розв'язання існуючих проблем і забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання.

Досвід експлуатації вказує на те, що на лініях СЦБ найбільш частіше серед інших пошкоджень виникають замикання однієї фази на землю. Це порушення нормального режиму роботи лінії виникає внаслідок погіршення стану ізоляції або торкання гілок дерев проводів. Незважаючи на наявність резервного живлення споживачів СЦБ замикання на землю необхідно швидко ліквідувати. Це обумовлено тим, що підвищення напруги непошкоджених фаз може дуже швидко привести до переходу замикання у коротке замикання, а також приводить до прискорення зносу електрообладнання. Для скорочення часу усунення дефекту необхідно знайти місце виникнення цього дефекту. У мережі з заземленою нейтраллю методи визначення місця виникнення локального дефекту ґрунтуються на розрахунку опору лінії до дефекту на підставі параметрів аварійного режиму.

У мережі з ізольованою нейтраллю (до якої відноситься лінія СЦБ 10 кВ) режим замикання на землю супроводжується відносно незначною зміною значень фазних струмів, що суттєво утруднює визначення місця локального дефекту ізоляції. Оскільки замикання на землю (в тому числі й у мережі з ізольованою нейтраллю) супроводжується появою струмів і напруг нульової послідовності, то ці параметри найбільш часто використовують для визначення місця замикання.

Має місце негативний вплив високої напруги резервної лінії СЦБ (два проводи-рейка, 27,5 кВ) та контактного проводу на робочу лінію СЦБ. Індукована напруга на фазах лінії суттєво змінює значення напруг фаз лінії СЦБ

по відношенню до землі. У зв'язку з цим скорочується строк роботи електрообладнання і збільшується кількість замикань на землю, що впливає на надійність роботи автоматики залізної дороги.

Розвитку теоретичних основ систем керування та моніторингу в енергетиці та створенню високоефективних інформатизованих засобів контролю, управління та моніторингу в системах електропостачання, в тому числі і електрифікованих залізниць присвячені роботи українських вчених – Стогнія Б.С., Кириленка О.В., Яндульського О.С., Денисюка С.П., Праховника А.В., Танкевича Є.М., Буткевича О.Ф., Лежнюка П.Д., Жукова С.Ф., Гребченка М.В., Стасюка О.І., Сиченка В.Г., Доманського В.Т. та інших.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дослідження за темою дисертаційної роботи здійснювалися в процесі виконання плану науково-дослідної роботи Інституту електродинаміки НАН України «Розвиток наукових основ створення глобальної системи моніторингу об'єднаної електроенергетичної системи», шифр теми «Синхрон-2», №ДР0112U008206, 2013-2017 р.р. та Науково-технічного проекту «Програмно-технічний комплекс діагностування мереж сигналізації, централізації та блокування залізничного транспорту», № ДР 0118U001724, 2018 р., в яких Максимчук В.Ф. був виконавцем.

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є створення на основі апаратно-програмного комплексу «Регіна» інтегрованої галузевої системи моніторингу електротехнічного обладнання системи електропостачання залізниць, включно з розробкою нового методу визначення місця пошкодження на лініях СЦБ.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися наступні завдання:

1. Аналіз особливостей і характеристик основного електротехнічного обладнання, яке підлягає моніторингу;
2. Розробка вимог, структури та визначення функціональних можливостей інтегрованої галузевої системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці;

3. Дослідження режимів роботи нейтралі ліній СЦБ, враховуючи негативні електромагнітні впливи від фідерів контактної мережі та повітряних ліній «два проводи-рейка», а також наведені потенціали, що виникають через ємнісні зв'язки з лініями більш високої напруги;

4. Аналіз методів визначення пошкоджень на лініях з ізолюваною нейтраллю з метою удосконалення алгоритмів визначення відстані до місця однофазного замикання на землю на лініях СЦБ;

5. Розробка математичної моделі вузла електричної системи з повітряною лінією СЦБ, яка враховує наявність навантаження та вплив контактної мережі та інших можливих чинників;

6. Розробка одностороннього методу визначення відстані до замикання на лініях СЦБ, який не потребує відключення лінії й забезпечує необхідну точність;

7. Експериментальна перевірка основних результатів дисертаційної роботи.

Об'єкт дослідження – електромагнітні процеси в основному електротехнічному обладнанні системи електропостачання залізниць.

Предмет дослідження – система моніторингу режимів роботи основного електротехнічного обладнання системи електропостачання залізниць.

Методи дослідження – метод вузлових потенціалів у матричній формі з метою проведення перевірки алгоритмів визначення відстані до місця пошкодження та дослідження впливу різних факторів; моделювання впливу електричного та магнітного полів з метою оцінки електромагнітного впливу на режими роботи систем автоматики; системний аналіз впливу різних факторів на вимірювані параметри режиму електричного обладнання залізниці; методи гармонічного аналізу; цифрова фільтрація; експериментальні (натурні) дослідження.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше розроблено метод автоматичного моніторингу параметрів робочих режимів ліній електропостачання пристроїв СЦБ залізниць, що полягає

в під'єднанні до усіх фаз лінії на її початку спеціально вибраних конденсаторів, з'єднаних за схемою «зірка» з заземленою нульовою точкою, вимірювання векторів струмів фаз і векторів напруг фаз відносно землі та використанні як показників моніторингу параметрів вектора струму нульової послідовності та амплітудних значень першої та вищих гармонік напруги пошкодженої фази, що дало змогу визначати місце однофазного замикання на землю на лініях СЦБ без виведення їх з експлуатації.

2. Вперше за результатами проведених теоретичних та експериментальних досліджень встановлено функціональні залежності параметрів робочих режимів лінії СЦБ від значення ємностей конденсаторів, увімкнених між фазами лінії та землею; відстані до місця однофазного замикання на землю; параметрів взаємного розташування ліній СЦБ, ДПР та фідерів контактної мережі, що покладені в основу розроблення нової моделі лінії СЦБ.

3. Вперше розроблено математичну модель лінії СЦБ, яка на відміну від відомої моделі повітряної лінії напругою 6-35 кВ з ізолюваною нейтраллю, дозволяє врахувати електромагнітний вплив сусідніх ліній ДПР та ФКМ на струми та напруги лінії СЦБ, підвищити точність визначення віддалі до місця її пошкодження.

Практичне значення одержаних результатів визначається їхнім безпосереднім спрямуванням на створення і побудову технічно досконалої та економічно раціональної ієрархічної галузевої системи моніторингу і забезпечується високими техніко-економічними показниками окремих підсистем, з яких вона складається, а саме: цифрової реєстрації параметрів процесів; обробки, аналізу та візуалізації даних; зв'язку компонентів системи; синхронізації даних вимірювань, а також використанням стандартних інформаційних та програмних технологій, модульним принципом побудови, можливостями розширення при розбудові об'єкту моніторингу і модернізації програмно-технічних засобів.

Цінними для практики експлуатації залізниць є результати численних натурних експериментів з визначення та дослідження параметрів нормального,

аварійного і післяаварійного режимів ліній СЦБ (струмів і напруг фаз та їх симетричних і гармонічних складових, активних та реактивних повздовжніх опорів, ємностей фаз відносно землі та між фазами), а також встановлені на цій основі функціональні залежності параметрів режимів від факторів, які на них впливають.

Розроблений автором метод визначення місця пошкодження на лінії СЦБ реалізований в промисловому виробництві базового компонента інтегрованої системи – апаратно-програмному комплексі «Регіна».

Елементи інтегрованої галузевої системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці впроваджено на тягових підстанціях «Бобрик», «Іскорость», «ім. Т. Шевченко» Південно-Західної залізниці. Це дало змогу підвищити надійність, безпеку та ефективність функціонування системи електропостачання залізниці, забезпечити оперативний персонал максимально повною та достовірною інформацією про стан її електроенергетичних об'єктів.

Використання результатів дисертаційної роботи підтверджено актом впровадження.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення та результати, що представлені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем особисто.

В наукових працях, які опубліковані в співавторстві, здобувачу належать такі результати: розроблено математичну модель електричної мережі електропостачання для проведення досліджень з визначення місця однофазного замикання на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю [1, 11]; проведено розробку методу та створення структури системи визначення відстані до місця замикання фази на землю та визначення опору в місці замикання повітряних ліній у нерозгалужених мережах з ізолюваною нейтраллю [2]; вдосконалення методу визначення відстані до місця замикання на землю повітряної лінії в мережі з ізолюваною нейтраллю з використанням результатів експериментальних досліджень [3]; проведено аналіз чинників впливу на точність визначення відстані до замикання на землю в лініях з ізолюваною

нейтраллю в умовах електромагнітного впливу від сусідніх ліній [4]; вдосконалено метод визначення відстані до місця замикання на землю [5]; обґрунтовано доцільність застосування шифратора для вводу дискретної інформації [6]; зроблено аналіз впливу запасу надійності по струму та тиску газу на глибину діагностування технічного стану елегазових вимикачів [7]; визначено параметри синхронного вимірювання первинних сигналів режимів функціонування енергосистеми [8]; обґрунтовано доцільність застосування шифратора для вводу аналогової інформації [9]; проведено розробку алгоритмів та структури системи автоматичного контролю ізоляційних характеристик основної ізоляції високовольтих вводів силових трансформаторів [10]; розроблено структуру глобальної інформаційної системи безперервного моніторингу та діагностування тягових підстанцій електрифікованих залізниць [12]; проведено розробку алгоритмів моніторингу стану основного електротехнічного обладнання [13]; розроблено структуру нового інтелектуального оперативно-інформаційного комплексу для отримання інформації про основні режими роботи та стан обладнання тягових підстанцій [14]; запропоновано метод визначення однофазного замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю [15].

Апробація результатів дисертації. Основні положення та результати дисертаційної роботи доповідались, обговорювались та були схвалені на міжнародних науково-технічних конференціях та міжнародному симпозіумі, а саме:

- II Міжнародній науково-технічній конференції «Інтелектуальні енергетичні системи ESS'11» (Україна, м. Київ 7-10 червня 2011 р.);
- 7-м Международном симпозиуме «Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта Eltrans'2013» (Россия, г. Санкт-Петербург 8-11 октября 2013 г.);

– VIII Міжнародній науково-практичній конференції «Електрифікація залізничного транспорту Транселектро – 2015» (Україна, м. Одеса 29 вересня – 2 жовтня 2015 р.);

– 2nd International Conference «Intelligent Energy and Power System IEPS-2016» (Україна, м. Київ 7-11 червня 2016).

Публікації. Основні результати теоретичних та експериментальних досліджень опубліковані у 15 наукових працях, з них 5 статей у наукових фахових виданнях України, що входять до міжнародних наукометричних баз даних, 6 патентів на корисну модель, 3 доповіді у збірниках матеріалів міжнародних науково-технічних конференцій та 1 теза доповіді у збірнику тез доповідей міжнародного симпозіуму.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота викладена на 208 сторінках машинописного тексту, складається з переліку скорочень та умовних позначень, анотації, вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та двох додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 187 сторінок друкованого тексту. Робота ілюстрована 23 таблицями і 30 рисунками. Список використаних джерел містить 148 найменувань, з них 85 кирилицею та 63 латиницею.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ ТА ПРОБЛЕМИ МОНІТОРИНГУ РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ

Засоби цифрової реєстрації, діагностування параметрів процесів в межах функціонування електричного обладнання залізниць з електричною тягою, а також його моніторинг при впровадженні в експлуатацію дали початок в Україні, зокрема в «Укрзалізниці», новому періоду розвитку інформаційного простору, в якому з'явилась можливість в реальному часі вести спостереження в центрах керування роботою тягових підстанцій. Фактично на сьогоднішній день йдеться про запровадження всебічної запрограмованої системи постійної *online* реєстрації, спостереження та ідентифікації пошкоджень в обладнанні.

Основна мета цього розвитку – побудова системи, яка б забезпечувала надійне функціонування електротехнічного обладнання тягових підстанцій в умовах вичерпаного ресурсу його експлуатації, для підвищення надійності безперебійного постачання електричної енергії на електрифіковані ділянки залізниць і зменшення таким чином ймовірності зупинки рухомого складу. Розробка та впровадження такої системи відкриває можливість моніторингу в реальному часі в постійному режимі роботи тягових підстанцій з єдиного центру диспетчерського керування «Укрзалізниці», а також з регіональних рівнів керування. Це дозволить проводити моніторинг поточних значень струмів та напруг, активних та реактивних потужностей всіх елементів електрообладнання та контактної мережі, мережі з ізолюваною нейтраллю та ДПР, живлячих повітряних ліній напругою 110 (150) кВ, визначати та відображати віддалі до місць пошкодження в мережах та лініях, відслідковувати стан електротехнічного обладнання, такого як автотрансформатори, силові трансформатори, відслідковувати функціонування релейного захисту та інших пристроїв керування та автоматики. Система повинна будуватися за модульним принципом, і не залежати від застосованих каналоутворюючих пристроїв

зв'язку, що дасть можливість впровадження її протягом короткого часу практично на всіх електричних тягових підстанціях системи електропостачання залізниць в Україні. Як надійний засіб інформатизації система моніторингу тягових підстанцій повинна бути налаштована на задачі контролю обладнання, яке відповідає за надійне електропостачання електричної тяги.

Розглянемо основні особливості систем електропостачання залізниць

1.1 Системи електропостачання залізниць та їх загальна характеристика

У відповідності з Правилами улаштування електроустановок [1] щодо забезпечення надійності електропостачання, до першої категорії споживачів відносяться електроспоживачі, переривання електропостачання яких може призвести до загроз життю людини, нанести значний збиток економічного характеру, пошкодження дороговартісного обладнання, порушення складних технологічних процесів. Беручи до уваги залізничний транспорт, до споживачів першої категорії відносяться споживачі, безперервна робота яких забезпечує безперервний рух поїздів, дотримання графіків руху, запобігання загроз життю людини та нанесення збитків залізничному транспорту. Промислова експлуатація електрифікованих залізниць виконується в нормальному, аварійному та після аварійному режимах. За звичай під час експлуатації виділяють також відновлювальний режим, як режим, що відповідає поверненню системи до нормального стану [2]. Функціонування електричних мереж тісно пов'язане з електропостачанням споживачів, які отримують від них живлення. Для залізниць, в першу чергу, це стосується тягових мереж, які живлять контактну систему фідерів електрифікованих ділянок, відносяться до першої категорії споживачів електричної енергії та мають два незалежних джерела живлення. Переважно це двоколійні ділянки, довжиною 50-60 км для змінного струму напругою 27,5 кВ та 25-30 км для постійного струму напругою 3,3 кВ з постом секціонування посередині. На відміну від промислових підприємств таких, як великі металургійні комбінати, заводи машинобудування, фабрики та

підприємства сільськогосподарського виробництва і т.п., що мають, в основному, зосереджене навантаження, для систем тягового електропостачання характерна розгалуженість структури споживачів та протяжність в топології їх живлення. Від них отримують живлення також і не тягові користувачі, які мають безпосереднє прилягання до електрифікованих ділянок залізниць, а також ті, що обслуговують господарства залізничного транспорту (депо, станції та пункти формування рухомого складу). На системи електропостачання залізниці впливають в основному такі характерні особливості її користувачів, які можуть виникати лише у випадках динамічних навантажень та неперервного перерозподілу електричної енергії в технології споживання та перетворення [3, 4]. Серед багатьох чинників, що безпосередньо впливають на режими функціонування систем електропостачання, можна виділити деякі з них характерні для електричної тяги:

- наявність рекуперації енергії під час електричного гальмування електрифікованих локомотивів;
- необхідність великих запасів потужності електричної енергії особливо під час централізованого електропостачання. Такі випадки трапляються, наприклад, при необхідності розвитку великошвидкісних напрямків перевезення пасажирів, для навантажених потягів під час підйомів в гірській місцевості і т.п.;
- нерівномірність графіку електричного навантаження на живлячу енергосистему, яка може виникати через непередбачуваність (випадковість) інтервалів руху потягів під час екстремальних ситуацій та викликатися особливими умовами експлуатації;
- необхідність підтримки (забезпечення) певного значення напруги на всьому проміжку руху локомотива для забезпечення нормальної роботи всіх агрегатів, які знаходяться на його борту;
- забезпечення безперебійності залізничних перевезень потребує беззаперечного резервування систем живлення, які підтримують систему електропостачання електрифікованих залізниць та прилеглих районів не тягових споживачів, що отримують живлення від них;

- електричні споживачі залізниць створюють негативний вплив на якість електричної енергії джерел електропостачання через несиметричність своїх параметрів таких, як струми та напруга, а також їх не синусоїдальність через особливості побудови електричних локомотивів. На тягових лініях змінного та постійного струму є досить споживачів, в яких присутні вищі гармоніки, і які створюють додаткові негативні впливи на системи зв'язку;

- великі завади на розташовані поряд з електрифікованими залізничними лініями металеві конструкції створюють струми збігання на землю через рейки, які в тягових мережах як постійного, так і змінного струму використовуються в якості одного з провідників. Такому негативному впливу підлягають опори електропередачі, металеві магістралі трубопроводів та конструкції будівель.

Такі характерні ознаки, що можуть зустрічатися лише на електроенергетичних об'єктах систем електропостачання залізниць, визначають певною мірою умови їх співіснування з рештою промислових споживачів та встановлюють вимоги перед рівнем енергосистем, що живлять тягові мережі. Такі вимоги враховуються ще на етапах проектування та запроваджуються під час вибору необхідного обладнання. На якісну роботу споживачів мають безпосередній вплив несиметричність напруги, її відхилення та колювання, а також наявність шкідливих високих гармонік. Ці та інші вимоги певною мірою забезпечуються вибором схеми живлення споживачів.

Електропостачання електрифікованих залізниць, як правило, виконується від енергосистеми за визначеними принциповими схемами живлення [3, 4]. В узагальненому вигляді його, за звичай, поділяють на три частини:

- зовнішню, яка охоплює всі пристрої, що з'єднують шини енергосистеми з шинами тягової підстанції, включно з лінією передачі;

- тягову, що складає тягові підстанції та тягові мережі з контактною підвіскою, рейковими шляхами, живлячими фідерами та пристроями, які мають підключення до цих мереж;

- електропостачання не тягових споживачів таких, як локомотивні депо, станційні та пристанційні приміщення, майстерні [5].

Контактна мережа в системі електропостачання залізниць посідає особливе місце через її значимість для забезпечення надійної роботи електрорухомого складу. До цього слід також додати труднощі в обслуговуванні особливо під час посиленої інтенсивності руху за практично відсутніми можливостями резервування. Саме тому в стратегічних планах пріоритетного розвитку систем електрифікації та електропостачання Укрзалізниці особлива увага приділяється підвищенню обсягів модернізації контактної мережі, роботам по її постійному вдосконаленню та оновленню. Основною проблемою стало утримування в належному стані цих засобів за умов підвищеного зносу їх на 85,2%, який спостерігається вже на протязі останніх 20 років. З іншого боку продовжується подальше розширення електрифікованих ділянок, відбувається нарощування щорічних темпів оновлення та вдосконалення електричного обладнання тягових підстанцій та ліній електропостачання, постійно збільшуються об'єми модернізації електричного господарства, особливо в період активного впровадження швидкісного руху в Україні.

В системах електропостачання залізниць з електричною тягою окрім фідерів контактної мережі наявні також лінії, що живлять не тягові споживачі такі, як системи поздовжнього електропостачання, СЦБ та ДПР [4]. Всі вони здебільшого, окрім ліній ДПР, виконуються на напругу 6-10 кВ, а останні, як відомо [1], повинні працювати з ізольованою нейтраллю. Питання вибору режиму роботи нейтралі досить складне і залежить від багатьох факторів таких, як вартість ізоляції обладнання та ліній, можливість розвитку пошкоджень під час однофазних замикань на землю і т.ін. Серед інших важливих факторів, що впливають на роботу подібних мереж, варті уваги ті з них, що відповідають за надійність електропостачання споживачів, сприяють можливості виникнення шкідливих ферорезонансних режимів та резонансних процесів.

1.2 Об'єкти моніторингу систем електропостачання залізниць інтегрованої галузевої системи

Електрогосподарства залізниць, а також контактні системи отримують живлення від тягових підстанцій, які, в свою чергу, живляться лініями напругою 110(150) кВ переважно від двох незалежних джерел. Тягові підстанції вважаються найбільш впливовими об'єктами електропостачання на виникаючі режими функціонування електричних мереж електрифікованих залізниць. На них зосереджена практична більшість комутаційних апаратів та розподільчих пристроїв, а також пристроїв автоматизованого контролю та ведення режимів роботи. Основним системоутворюючим елементом тягової підстанції є силовий (тяговий) трансформатор або автотрансформатор у випадку розташування ТП на стику різних за напругою сегментів ЕЕС, в якого основне навантаження – тягові споживачі, що живляться напругою 27,5 кВ.

Режими роботи тягових підстанцій, як об'єктів моніторингу, визначаються умовами їх експлуатації для забезпечення безперебійного електропостачання електрорухомого складу тягових споживачів, схемами живлення від енергосистеми та схемами розподільчих пристроїв, потужностями силових трансформаторів (автотрансформаторів), системами резервування та керування, а також системами захисту від аномальних режимів [6].

Таким чином, підсумовуючи можна виділити наступне основне обладнання систем електропостачання залізниць, як об'єктів моніторингу інтегрованої галузевої системи:

- силові (тягові) трансформатори (автотрансформатори). Як об'єкти моніторингу силові трансформатори контролюються такими електричними параметрами, як напруги фаз, фазні струми навантаження, струми збігання через ізоляцію, температура трансформаторної оливи, вміст вологи в ній та концентрація газів.
- фідери контактної мережі постійного та змінного струму, контролюються електричними параметрами – фазна напруга, фазний струм, потужність, енергія;

- лінії ДПР – двофазна напруга 27,5 кВ, двофазний струм, потужність та енергія;
- лінії повздовжнього електропостачання – трифазна напруга 6(10) кВ, трифазний струм, потужність, енергія;
- лінії СЦБ – трифазна напруга 6(10) кВ, трифазний струм, потужність, енергія;
- трансформатори напруги – одно, трифазна напруга, напруга нульової послідовності;
- трансформатори струму – одно, трифазний струм, струм нульової послідовності;
- контроль вторинних струмових кіл – одно, трифазний струм, струм нульової послідовності;
- пристрої релейного захисту та автоматики – вторинні величини напруг та струмів, характеристики положення комутаційних апаратів;
- високовольтні вводи силових трансформаторів – струми збігання та прикладена напруга;
- пристрої РПН силового трансформатора (автотрансформатора) – напруги та струми всіх сторін;
- акумуляторна батарея – постійна напруга між полюсами та відносно землі.

В [7] показано, що в Україні проводиться моніторинг на електрифікованих залізницях деяких вищенаведених об'єктів. Це насамперед моніторинг стану фідерів контактної мережі змінного та постійного струму, ліній ДПР, ліній повздовжнього електропостачання з визначенням місця пошкодження, силових трансформаторів (автотрансформаторів), високовольтних вводів силових трансформаторів, акумуляторних батарей. Але основної особливістю даного моніторингу є те, що моніторинг реалізований у вигляді локальних пристроїв та систем без включення в єдину глобальну в рамках залізниці систему. Тобто існують розрізнені «острівки» моніторингу, які вирішують завдання на своїх рівнях. Проблеми з використанням такого виду локального моніторингу виникають як тільки тягові підстанції залишаються без цілодобового чергування

внаслідок недоступності результатів моніторингу контрольованого обладнання, тобто відсутністю єдиної інтегрованої системи.

Аналізуючи роботи в даному напрямку закордонних фахівців можемо говорити про існування схожих систем, але в частині моніторингу окремих найважливіших об'єктів. Наприклад, в [86] описана система виявлення пошкодження, яка передбачає спершу виявлення пошкодженої секції і відповідно її автоматичне відключення. Ця система може мінімізувати ранг для пошуку пошкодження і відповідно зменшити час визначення його місцезнаходження, але вона не може точно визначити відстань до місцезнаходження пошкодження. В [87], проаналізовано, запроектовано та запропоновано використовувати інтелектуальну багатокомпонентну систему виявлення і діагностики пошкоджень в залізничних лініях напругою 10 кВ безперервної передачі та автоматичного блокування. Архітектура системи складається з технології багатофункціонального комп'ютера віддаленого зв'язку з об'єктом. Частина системи передбачає розміщення на живлячій підстанції для визначення відстані до місця пошкодження, а інша частина – це інтелектуальна обробка всіх видів інформації, з подальшою автоматичною подачею результатів обробки користувачу.

Тобто, як у нас, так і за кордоном існують спроби реалізації глобального в рамках галузі моніторингу окремих об'єктів, але всеосяжні інтегровані системи, які б охоплювали максимальну кількість обладнання, що знаходиться в експлуатації на сьогодні відсутні. Як правило це локальні пристрої моніторингу реалізовані на базі пристроїв релейного захисту та автоматики, і для яких моніторинг не є основною їхньою функцією.

Необхідно відмітити, що існують проблеми і при локальному моніторингу, так як не для всіх найважливіших об'єктів на сьогоднішній день реалізовані найоптимальніші методи моніторингу їх стану. Особливо це стосується електротехнічних об'єктів систем електропостачання Укрзалізниці. Якщо для фідерів контактної мережі змінного та постійного струму, ліній ДПР розроблені достатньо ефективні методи моніторингу, то для ліній з ізольованою нейтраллю

моніторинг їх стану особливо в частині визначення відстані до місця пошкодження при однофазному замиканні на землю потребує доопрацювань.

1.3 Сучасний стан проблеми визначення відстані до місця замикання на землю на повітряних лініях з ізольованою нейтраллю

Важливість ліній СЦБ визначається їхньою функціональною спрямованістю в живленні пристроїв автоблокування, які відносяться до основної системи регулювання інтервалів руху поїздів на залізницях. Саме тому пристрої сигналізації, централізації та автоблокування відносяться до першої категорії споживачів електричної енергії та у відповідності до [1] повинні отримувати живлення від двох незалежних взаємно резервованих джерел. Як правило, за прийнятими типовими схемами живлення СЦБ виконуються напругою 6, 10 кВ повітряними лініями окремим трансформатором 0,4/6 або 0,4/10 кВ. Джерелами живлення цих ліній служать тягові та спеціальні трансформаторні підстанції, які будуються для їх живлення та ліній поздовжнього електропостачання, причому на електрифікованих ділянках трансформаторні підстанції використовують як резервні, а на не електрифікованих – як основні [8]. Сумарна довжина ліній СЦБ в Україні складає десятки тисяч кілометрів, що вказує на велику ймовірність виникнення пошкоджень, а тому є нагальна необхідність розв'язання основних проблем і забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання.

Розглянемо структурну схему робочого та резервного живлення пристроїв СЦБ залізниць, яку зображено на рис. 1.1.

Як видно з рис. 1.1., тягова підстанція передбачає використання триобмоткових силових трансформаторів Т1, які живляться від високовольтної передавальної лінії 110 кВ. Безпосередньо від обмоток середнього класу напруги 27.5 кВ трансформатора Т1 відбувається живлення ФКМ, лінії ДПР та живлення власних потреб тягової підстанції через трансформатор власних потреб ТВП 27.5/0.23 кВ. Лінія ДПР водночас є резервним живленням пристроїв СЦБ.

вмикаються на лінійні (міжфазні) напруги лінії. Нерівномірно розподілене навантаження пояснюється розташуванням сигнальних точок блокування, стрілок, переїздів і т.п. Навантаження різноманітне як по значенню так і по характеру (активне, активно-індуктивне).

Оскільки лінія ДПР та фідер контактної мережі часто проходять на відстані декількох метрів від основної лінії живлення пристроїв СЦБ, то в такому випадку в нормальному режимі роботи напруги фаз відносно землі значно відрізняються від номінального значення через вплив електромагнітного поля [9], що також підтверджується експериментальними дослідженнями [11].

Значення струмів ФКМ на порядок перевищують струми лінії СЦБ і мають ймовірнісний характер, який залежить від кількості підключених електровозів, вантажопідйомності поїздів, профілем залізничного полотна, наявності систем рекуперативного тормозу в електропоїздах, при якому електроенергія повертається в мережу, графіком руху поїздів тощо [9].

Перераховані особливості конструктивного виконання лінії живлення пристроїв СЦБ та фактори які впливають на неї, складно піддаються врахуванню при використанні традиційних методів розрахунку нормальних та аварійних режимів роботи електричних мереж, а нехтування їх впливу призводить до значних похибок [9], тому до сих пір актуальні задачі аналізу режимів роботи мереж з ізолюваною нейтраллю, в тому числі і лінії живлення пристроїв СЦБ, а також розроблення надійних та точних методів розрахунку відстані до місця пошкоджень.

Як вже було сказано досвід експлуатації вказує на те, що на лініях з ізолюваною нейтралею найбільш частіше серед інших пошкоджень виникають замикання однієї фази на землю. Це порушення нормального режиму роботи лінії виникає внаслідок погіршення стану ізоляції або торкання гілок дерев проводів. Незважаючи на наявність резервного живлення споживачів замикання на землю необхідно швидко ліквідувати. Це обумовлено тим, що підвищення напруги непошкоджених фаз може дуже швидко привести до переходу замикання у коротке замикання, а також призводить до прискорення зносу

електрообладнання. Для скорочення часу усунення дефекту необхідно знайти місце виникнення цього дефекту. Для вирішення цієї проблеми у мережі з заземленою нейтраллю методи визначення місця виникнення локального дефекту ґрунтуються на розрахунку опору лінії до дефекту на підставі параметрів аварійного режиму.

Як було наголошено, на режими роботи ліній 10 кВ з ізолюваною нейтраллю значний вплив створюють тягові лінії напругою 27,5 кВ, резервні лінії ДПР також напругою 27,5 кВ, які в багатьох випадках, особливо на дільницях залізничних станцій, монтуються з ними на одних опорах. За звичай такий вплив має електромагнітну природу та викликає додаткові потенціали на близько розташованих проводах. Електричний наведений потенціал зумовлюється наявністю ємнісних зв'язків між контактними проводами та ізолюваною від землі повітряною лінією. Наведена напруга на фазах лінії суттєво змінює значення напруг фаз лінії СЦБ по відношенню до землі, тобто виникає несиметрія напруги, створюється загроза для обладнання, що приводить до негативних наслідків, пов'язаних з небезпекою для життя працівників, які обслуговують дані мережі. Крім того в мережах з ізолюваною нейтраллю в режимах однофазних замикань на «землю» в непошкоджених фазах напруга збільшується до значень лінійної напруги. За умови існуючої несиметрії у випадку однофазних замикань накладання цих двох факторів збільшує ризики небезпеки з негативними наслідками. У зв'язку з цим скорочується термін роботи електрообладнання і збільшується кількість замикань на землю, що впливає на надійність роботи автоматики залізниці.

У мережі з ізолюваною нейтраллю режим замикання на землю супроводжується відносно незначною зміною значень фазних струмів, що суттєво ускладнює визначення місця локального дефекту ізоляції. Кабелі мають значно більшу ємність ніж повітряні лінії того ж класу напруги. Завдяки цьому визначення місця замикання у кабельних мережах відбувається простіше, хоч і виникають деякі труднощі. Оскільки замикання на землю (в тому числі й у мережі з ізолюваною нейтраллю) супроводжуються появою струмів і напруг

нульової послідовності, то ці параметри найбільш часто використовують для визначення місця замикання.

Тому актуальними, на наш погляд, є питання оптимізації режимів роботи ліній з ізольованою нейтраллю для максимального усунення розглянутих недоліків та забезпечення надійної роботи засобів сигналізації та автоблокування, що в свою чергу, впливатиме на безпеку руху поїздів.

Розглянемо вплив різних режимів нейтралі на роботу ліній СЦБ. У відповідності з [1] робота мереж напругою 3 – 35 кВ повинна передбачуватися з ізольованою чи заземленою через дугозагасні реактори, які застосовуються для компенсації ємнісних струмів замикання на «землю». Компенсація ємнісних струмів замикання на землю повинна застосовуватись на повітряних лініях із залізобетонними та металічними опорами та величиною струмів замикання більшою 10А. Таким чином в залежності від величини струмів замикання на «землю» мережі 3 – 35 кВ можуть працювати з повністю ізольованою нейтраллю, з заземленням нейтралі через високоомний опір та компенсованою нейтраллю [12]. Користуючись дослідженнями, проведеними в [12], визначимо заходи, що оптимально унеможливають негативні впливи на роботу ліній СЦБ. Для цього спочатку проаналізуємо всі можливі випадки режимів роботи нейтралі.

Повністю ізольована нейтраль. Перевага режиму роботи в простоті реалізації та відсутності спеціальних пристроїв для заземлення нейтралі. Проте в такому режимі виникає небезпека значних перенапруг в непошкоджених фазах під час однофазних замикань внаслідок можливості виникнення в мережі дугових переміжних замикань на «землю», що може дати розвиток більш тяжким пошкодженням. В таких мережах існує велика ймовірність появи ферорезонансних режимів, під час яких пошкоджуються трансформатори напруги та інше обладнання. Також існують значні проблеми в визначенні відстані до місця пошкодження при однофазних замиканнях на землю.

Нейтраль заземлена через високоомний активний опір. В такому режимі зникає можливість виникнення переміжних дуг під час однофазних замикань на «землю» та всі негативні наслідки, пов'язані з цими процесами. При цьому

обмежується підвищення напруг на пошкодженій та непошкодженій фазах, які можливі під час нестійкого дугового замикання на «землю», та зменшується ймовірність появи міжфазних замикань за рахунок виникнення замикань на «землю» для різних фаз в різних точках мережі. Зменшується також кратність викидів вільних електронів та обмежується ріст усталених струмів замикання на «землю». Такий тип заземлення нейтралі запобігає появі ферорезонансних процесів. Серед недоліків розглядаються труднощі, які виникають під час конструктивних розв'язків виконання замикань нейтралі на «землю» через активний опір, особливо зі значним ємнісним струмом в мережі. Слід зауважити, що в даному режимі, коли струми замикань виходять за межі 15 А, необхідно забезпечувати резервне електропостачання відповідальних споживачів. Комірка вимикача кожної лінії повинна облаштовуватись пристроєм автоматичного повторного включення (АПВ) та захистом на відключення. Тому, за звичай, такий вид заземлення нейтралі застосовується переважно зі струмами, що не перевершують 10 А.

Нейтраль заземлена через ДГР. Мережі, нейтралі яких заземлюються через ДГР, дістали назву компенсованих через те, що основна гармоніка ємнісного струму замикання на «землю» компенсується основною гармонікою струму, який протікає через індуктивність L_n ДГР. При цьому повинна виконуватись умова $\omega L_n = (3\omega C)^{-1}$, де ω – кругова частота, C – ємність фази відносно «землі». В такому режимі практично відсутні переміжні дугові замикання та підвищення напруг на пошкодженій фазі більше фазних для нормальних режимів. Через відсутність перенапруг зменшується ймовірність перетворення однофазних замикань в двофазні на «землю». Крім того при точній настройці компенсації, незначних вищих гармоніках та малих активних струмах збігання практично відсутній струм в місці пошкодження. Не зважаючи на такі переваги порівняно з іншими схемами в компенсованих мережах можливо виникнення поздовжнього резонансу, наслідком якого є підвищення напруги в нормальному режимі роботи. Якщо проведена не точна настройка ДГР, то в мережі можливо виникнення биття напруги після згасання заземленої дуги.

1.4 Методи визначення місцезнаходження однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю

Визначення виникнення замикання на землю виконують шляхом неперервного контролю параметрів режиму мережі. У багатьох випадках контролюють струм та напругу нульової послідовності. У разі перевищення припустимих значень вважається, що виникло замикання на землю.

З метою визначення місця замикання використовується велика кількість методів, які пристосовані до конкретних схем мереж та їх параметрів. До найбільш точних можна віднести двосторонні методи. Але у зв'язку з їх відносною складністю на сьогоднішній день вони майже не використовуються.

Класифікація основних найбільш ефективних методів, що використовуються на сьогоднішній день, представлена на рис. 1.2.



Рис. 1.2. Класифікація методів визначення місця замикання фази на землю

Для скорочення часу усунення дефекту необхідно якомога швидше знайти місце виникнення замикання. Розв'язанню цього питання присвячено цілий ряд публікацій, зокрема визначенню місця пошкодження [10, 13-16]. Для мереж з заземленою нейтраллю відомі методи визначення місця виникнення локального дефекту, більшість з яких ґрунтуються на розрахунку опору лінії до місця дефекту на підставі параметрів аварійного режиму.

У мережі з ізольованою нейтраллю режим замикання на землю супроводжується відносно незначною зміною значень фазних струмів, що суттєво ускладнює визначення місця локального дефекту ізоляції. Але в кабельних мережах проблема пошуку місця замикання вирішується [14]. Це пов'язано з тим, що ємність кабельних ліній значно більше ємності повітряних ліній того ж класу напруги. Для лінії СЦБ проблема пошуку місця пошкодження посилюється не тільки тим, що це повітряна лінія, а й ще тим, що величину струму замикання забезпечує незначна ємність по відношенню лінії до землі, яка є тільки одним навантаженням трансформатора, що її живить. Оскільки замикання на землю супроводжуються появою струмів і напруг нульової послідовності, то саме ці параметри можуть бути використані для побудови засобів визначення місця замикання.

Незважаючи на наявність резервного живлення пристроїв СЦБ від лінії ДПР та враховуючи, що режим ОЗЗ не є аварійним, так як лінійні напруги не міняються і живлення споживачів зберігається, тривале існування такого режиму може привести до аварій з тяжкими наслідками економічного та безпекового характеру [9]. Це обумовлено тим, що ОЗЗ призводить до підвищення напруги непошкоджених фаз і відповідно до можливого переходу в міжфазні короткі замикання (КЗ) та прискорення зносу електрообладнання [11, 88]. У зв'язку з цим аварійний режим необхідно якомога швидше ліквідувати.

В процесі ліквідації чи то ОЗЗ чи то КЗ, значна частина часу затрачається на визначення місцезнаходження ОЗЗ [9]. З метою скорочення часу усунення

пошкоджень в лініях важливою функцією моніторингу режимів таких мереж є визначення відстані до місцезнаходження пошкодження як ОЗЗ так і КЗ.

В даному контексті в світовій практиці існує безліч теоретичних і практичних підходів і методів визначення відстані до місця пошкодження в мережах з ізольованою нейтраллю, які відрізняються своїми апаратними та програмними рішеннями, математичною логікою, яка впроваджена в цих же програмних рішеннях, а також параметрами та величинами, які використовуються для визначення відстані до місця пошкодження.

Ці методи умовно можна класифікувати різним чином, розглядаючи їх спосіб застосування, тобто аналіз величин без виведення лінії з експлуатації (онлайн методи визначення відстані до місця пошкодження) або виведення лінії з експлуатації і додаткова діагностика та вимірювання величин з подальшим їх аналізом.

Методи можна також класифікувати відносно кількості необхідного встановленого вздовж лінії обладнання для вимірювання струмів та напруги з подальшим їх аналізом та визначенням відстані до місця пошкодження. В такому випадку класифікації – їх можна поділити на методи, що потребують вимірювання величин на одному кінці лінії (зазвичай на підстанції яка забезпечує живлення лінії), методи що потребують встановлення вимірювального обладнання з обох кінців лінії та методи з більшою кількістю встановлених вздовж лінії пристроїв для вимірювання струмів та напруги з подальшою відправкою цих величин на основний сервер для обробки та визначення відстані до місця пошкодження.

Також класифікацію методів можна провести по відношенню до величини, аналізуючи яку, можна зробити висновок щодо відстані до місця пошкодження. В будь-якому випадку ці величини отримуються опосередковано через виконання маніпуляцій над виміряними вибірками струмів та напруги. До цих величин можна віднести аналіз повного опору пошкодження, аналіз частоти вільних складових в сигналі напруги за режиму пошкодження, похідна напруги в момент після пошкодження, високочастотна складова в сигналах струму чи

напруги, що характеризують фронт хвилі в наслідок пошкодження, енергія електричного або магнітного поля навколо проводу пошкодженої фази, тощо.

Проте в роботі спершу було розглянуто основні положення та недоліки застосування методів, які передбачають виведення лінії з експлуатації, а в подальшому базові принципи та аналіз онлайн методів визначення відстані до місця пошкодження.

1.4.1 Методи визначення відстані до місця пошкодження з виведенням лінії з експлуатації

Методи цієї групи в основному базується на методі імпульсної рефлектометрії, також відомому як метод відбитих імпульсів або метод локації. Він базується на розповсюдженні імпульсного сигналу в двох або багатопровідних системах (повітряних та кабельних лініях) зв'язку, і добре описаний в роботі [17]. Цей метод широко розповсюджений та має різні модифікації, наприклад в [89, 90, 91, 92, 93, 94, 95] та включаючи з методами сучасної обробки сигналів в [96].

Щодо найбільш цікавих слід відміти праці [94, 95], де досліджено та описано пристрій визначення відстані до місця пошкодження в лінії з ізолюваною нейтраллю. Такий пристрій складається з модуля вимірювання струму та напруги нульової послідовності, генератора сигналів різних спектрів частот та з'єднувального модуля. Згідно методу, заздалегідь виконуються певні підготовчі розрахунки, в яких використовуються геометричні параметри лінії та тип проводу який застосовано при конструюванні лінії. Далі, відповідно до способу сигнал певної частоти від генератора через з'єднувальний модуль подається в нейтраль лінії, в якій зафіксовано пошкодження і виконуються вимірювання. В праці [97] запропоновано використовувати сигнали з частотами 400 та 500 Гц.

На основі підготовлених та вимірянних даних визначається опір нульової послідовності як функція від двох складових – опору пошкодження та відстані до пошкодження за основної частоти енергосистеми та частотах 400 та 500 Гц.

Для отриманих опорів записується задача найменших квадратів, відповідно до якої визначається відстань до місця пошкодження. Метод було впроваджено в 2010 році і ефективно використовується в розподільчих мережах Угорщини.

Іншою, не менш цікавою роботою є [93], де запропоновано використовувати метод стоячих хвиль для визначення відстані до пошкодження. Автори починають з твердження, що на порівняно високих частотах лінія електропередачі повинна розглядатись як лінія з розподіленими параметрами і відповідно це дає можливість визначити відстань до місця пошкодження.

Суть цього методу полягає в тому, що до відключеної від джерела живлення лінії, під'єднують генератор синусоїдального сигналу високої частоти. Частота джерела живлення вибирається таким чином, щоб забезпечити резонанс з природньою частотою пошкодженої лінії, в такому випадку напруга на початку лінії приймає своє максимальне значення. Встановивши резонансну частоту, та використавши співвідношення запропоновані в праці, можна легко визначити відстань до місця пошкодження. Також в праці запропоновано ще один вираз для визначення відстані до місця пошкодження, а саме використовуючи дві послідовні резонансні частоти сигналу, яким відповідають два послідовні стрибки напруги.

Описаний метод автори експериментально дослідили в лінії 10 кВ, де встановлено, що для опору в місці пошкодження до 100 Ом, похибка методу в оцінці відстані не перевищувала 1% від довжини лінії, проте вже при опорі пошкодження близько 500 Ом ця похибка зростає до 3.5%.

В основному група таких методів є методами, що передбачають вимірювання струмів та напруги на одному кінці лінії, з подальшим дослідженням інших опосередковано розрахованих величин, проте в праці [98], де розглядається безпосередньо лінія СЦБ, для визначення відстані до ОЗЗ, запропоновано метод введення сигналу в пошкоджену фазу через вторинну обмотку вимірювального трансформатора напруги. Проте відповідно до цього методу передбачається, що по всій довжині лінії на проміжних підстанціях повинні бути встановлені системи моніторингу і за допомогою цих систем

фіксується шлях проходження введеного сигналу. А оскільки сигнал існуватиме тільки на шляху до місця ОЗЗ і не існуватиме в будь-якій іншій секції, то відповідно можливо визначити секцію лінії де відбулось пошкодження. Такий метод є практично не придатний для застосування в лініях живлення пристроїв СЦБ української залізниці, оскільки він передбачає встановлення систем моніторингу вздовж лінії, що є практично складним та економічно не оправданим рішенням, а також з іншого боку, за допомогою запропонованого методу можливо визначити тільки ділянку лінії, де відбулось пошкодження, що є мало ефективним при якомого швидшій ліквідації аварійного режиму.

Застосування методів на основі імпульсної рефлектометрії, окрім виведення лінії з експлуатації з подальшим її включенням для діагностики, передбачає додаткові проблеми, пов'язані з можливою присутністю наведеної напруги що додатково ускладнює визначення відстані до місця пошкодження.

1.4.2 Методи визначення відстані до місця пошкодження без виведення лінії з експлуатації

1.4.2.1 Методи на основі аналізу повного опору петлі пошкодження

Ця підгрупа методів в основному базується на аналітичних рівняннях виведених з еквівалентної схеми лінії електропередачі з ізолюваною нейтраллю. Безперечно точність оцінки відстані до місця пошкодження в такому випадку в значній мірі залежить від точності розрахунку параметрів еквівалентної схеми, тобто від значень повних опорів лінії, провідності, взаємних індукцій, то що.

Згідно рекомендацій стандарту [99] для визначення параметрів еквівалентної схем на даний момент існує три підходи. Перший з них базується на використанні рівнянь Карсона (Carson J. R.), описаних ще в 1926 році. В основному ці рівняння використовуються в програмах досліджень електромагнітних процесів, тому знаючи геометричні параметри лінії та тип проводу, який використовується в ній, всі необхідні значення еквівалентної схеми можна отримати з достатньою точністю за допомогою цих програм.

Іншим підходом, запропонованим в [99], є визначення параметрів лінії прямим вимірюванням в режимі неробочого ходу лінії. Проте точність методу в значній мірі збігається з точністю даних отриманих за допомогою рівняння Карсона.

Третій підхід, який на даний момент широко використовується в передавальних ліній електропередачі, це використання рівнянь, що оперують безпосередньо даними векторного вимірювання отриманими від пристроїв релейного захисту, систем моніторингу чи реєстрації. Цей метод є найбільш точним [99]. Спільною рисою для всіх трьох методів є те, що точність всіх трьох методів в значній мірі залежить від знань про точне значення довжини лінії.

Знаючи необхідні розрахункові параметри еквівалентної схеми заміщення, можна скласти систему рівнянь, однією з невідомих якої є відстань до місця пошкодження як от наприклад в працях [100, 101, 102]. Проте для таких методів загальноприйнятим є те, що визначена поперечна провідність досліджуваної лінії – величина зі сталим значенням. На практиці, це значення не є постійним, оскільки залежить від можливої зміни конфігурації та погодних умов [103]. І в цьому контексті, всі наступні методи відрізняються між собою способом врахування тих чи інших додаткових факторів, які впливають на точність визначення відстані до місця пошкодження. До таких факторів, окрім врахування зміни поперечної провідності, слід також віднести значення опору в місці пошкодження, а також значення струму навантаження, який протікав до моменту виникнення пошкодження.

Важливою і цікавою є праця [104], де досліджено та порівняно між собою дев'ять методів визначення відстані до місця пошкодження на основі оцінки повного опору петлі пошкодження в мережах з ізолюваною нейтраллю. Всі порівнювані методи використовують дані складових струмів та напруги основної частоти зібраних з одного кінця лінії електропередачі. Методи порівняно за однакових умов (різні відстані виникнення пошкодження від місця вимірювання струмів та напруги) і відповідно найбільш точнішим з них виявився метод запропонований в дисертаційній роботі [105], проте слід зауважити, що всі

дослідження методів та порівняння результатів проводились з врахуванням опору в місці пошкодження в діапазоні від 0 до 25 Ом, що відповідно є дуже малим значенням і не дає можливість чітко зробити висновок про точність визначення відстані до місця пошкодження порівнюваними в праці методами.

Підтвердженням гіпотези, що до висновків про застосовність методів, може слугувати дисертаційна робота [102], де досліджено статистичний розподіл опору ОЗЗ в лініях з компенсованою та ізольованою нейтраллю в період за один рік. Результати досліджень, проведених в цій дисертаційній роботі, свідчать про те, що в переважній більшості опір пошкодження в цих мережах знаходиться в діапазоні до 500 Ом, що в декілька разів перевищує максимальний досліджуваний опір в місці пошкодження в праці [104].

В праці [106] запропоновано метод, де використовуються значення векторів фазних струмів та напруги визначених до та в момент режиму пошкодження. За поданими в праці співвідношеннями та використовуючи визначені дані розраховується відстань до місця пошкодження. Проте про точність цього методу в реальних умовах експлуатації лінії судити важко, оскільки тут не враховано опір в місці пошкодження.

В праці [107] запропоновано розширений метод на основі аналізу повного опору петлі пошкодження для визначення відстані до місця пошкодження, який окрім струму навантаження до моменту пошкодження враховує оцінене значення опору в місці пошкодження. Згідно методу, значення струмів та напруги визначених до моменту виникнення пошкодження використовуються для оцінки опору навантаження еквівалентної схеми за допомогою ітераційних методів розрахунку мережі. Після оцінки опору навантаження та врахування можливої присутності неоднорідності в лінії, тобто переходів від повітряних до кабельних ліній і навпаки, оцінюються фактичне значення поперечної провідності методиками, запропонованими в працях [108, 109], і відповідно відстань до місця пошкодження. Згідно зі словами авторів, метод здатний визначити відстань до місця пошкодження будь-якого типу, як в кабельній

мережі так і в повітряний. Середня похибка у визначенні відстані до місця пошкодження не перевищувала 1%.

Хоча точність попередньо описаного методу є досить висока, проте в ньому опущено попередню оцінку опору в місці пошкодження, що відповідно може вносити додаткові похибки у визначенні відстані, особливо за великих значень опору в місця пошкодження. Метод, запропонований в праці [110], як і попередні методи, також передбачає врахування режиму до пошкодження, шляхом оцінки опору навантаження до пошкодження та його врахування в еквівалентній схемі лінії. На відміну від попереднього методу в цій праці оцінюється значення опору в місці пошкодження відповідно до методики праці [111]. Далі, враховуючи значення опору навантаження та опору в місці пошкодження виконується оцінка відстані до місця пошкодження.

Цікавим також є метод праці [103], який також використовує виміряні значень напруги та струмів в усталеному режимі до пошкодження та в момент пошкодження. З використанням еквівалентної схеми в режимі ОЗЗ, для розрахунку відстані до місця пошкодження використовується в даному випадку система не з двох, а з чотирьох рівнянь. Ці рівняння враховують вплив струму навантаження а також змінний характер поперечної провідності лінії, які як відомо впливають на оцінку відстані до місця ОЗЗ. В результаті розв'язання системи чотирьох рівнянь дає можливість визначити точніше не тільки опір пошкодження та відстань до місця пошкодження, а й комплексну поперечну провідність до місця ОЗЗ.

В праці [9] запропоновано метод безпосередньо для лінії живлення пристроїв СЦБ, який базується на використанні вимірних значень струмів та напруги за режиму пошкодження. Ці значення вимірюються та записуються з частотою дискретизації 10 кГц. Дискретизовані дані апроксимуються, визначається пошкоджена фаза, розраховуються схемні параметри та вектори струмів та напруг. Паралельно з вищезазначеними розрахунками відповідно для геометричних параметрів та типу проводу лінії визначаються погонні провідності фаз по відношенню до землі, погонні значення взаємних

індуктивностей між пошкодженою фазою та фідерами які проходять поблизу, погонні значення міжфазних взаємних індуктивностей лінії живлення пристроїв СЦБ. Отримані параметри дають можливість побудувати диференціальне рівняння для розрахунку відстані до місцезнаходження ОЗЗ. Але враховуючи, що погонні значення індуктивностей і міжфазних взаємних індуктивностей залежать логарифмічно від відстані до місця пошкодження, то автори за допомогою методу Ньютона-Рафсона визначають момент часу виникнення ОЗЗ, і відповідною підстановкою значення цього моменту часу в диференціальне рівняння, що дає можливість визначити відстань до місцезнаходження ОЗЗ. Метод є досить цікавим оскільки він безпосередньо враховує особливості лінії СЦБ, проте в цьому методі опущено врахування струмів навантаження до пошкодження та опору в місці пошкодження, що потребує удосконалення.

Всі вищеописані методи цієї підгрупи передбачають вимірювання струмів та напруги з використанням вимірювальної системи на одному кінці лінії. Кардинально іншим підходом є використання декількох систем вимірювання на одній лінії, зокрема як описано в працях [112, 113, 114, 115, 116, 117, 118]. В цих працях передбачається, що вздовж лінії встановлені пристрої контролю фідеру (FTU, feeder terminal unit), які виконують вимірювання, які передаються на основний сервер де робиться висновок пошкоджену секцію в лінії.

Більшість з цих праць передбачають визначення тільки пошкодженої секції лінії а не відстань до місця пошкодження, проте наприклад в праці [94] запропоновано використовувати гібридний метод визначення відстані до місця пошкодження який можна використовувати як і в розгалужених так і в одиночних лініях з ізольованою нейтраллю. Відповідно до методу в лінії, а також якщо присутні відгалуження від ліній, то також і в них встановлюються FTU кількістю декілька штук, цим самим секціонуючи лінію. Будується вектор стану мережі на основі даних отриманих від FTU (всі складові вектору рівні 0 якщо мережа знаходиться в нормальному стані та 1 якщо FTU спрацював). Підготовчим етапом методу є побудова матриці інциденцій відповідно до теорії графів, яка відображає топологію секції лінії та її відгалужень (якщо вони

існують). Використовуючи вектор стану сформований з даних FTU та матрицю інцидентів визначається пошкоджена секція лінії. До визначеної секції, де відбулось пошкодження, застосовується метод на основі аналізу комплексного опору описаний в праці [119] і відповідно оцінюється відстань до місця пошкодження. За словами авторів, секціонування лінії з подальшим аналізом комплексного опору секції є точним та має перевагу, оскільки в даному випадку унеможлиблюється виявлення псевдо пошкоджень та обмежується вплив опору пошкодження на результат визначення відстані до місця пошкодження.

Ще одним напрямком більш точного вимірювання струмів пошкодження, а також визначення відстані до місця пошкодження, є заземлення нейтралі живлячого трансформатора через опір або індуктивність. При цьому також вимірюються значення струмів та напруги зазвичай з використанням вимірювального обладнання на одному кінці лінії та визначається повний опір петлі пошкодження.

Оскільки замикання на землю супроводжуються появою струмів і напруги нульової послідовності, то саме ці параметри можуть бути використані для побудови засобів визначення місцезнаходження ОЗЗ.

Для визначення місцезнаходження пошкодження може бути використана залежність вектору струму нульової послідовності від значення перехідного опору між фазою та землею. У разі виникнення ОЗЗ зсув фаз вектору струму визначається по відношенню до вектору лінійної напруги [18]. Завдяки цьому забезпечується визначення положення вектору в усіх режимах роботи, в тому числі і при замиканнях через перехідний опір, коли не завжди вдається визначити вектор нульової послідовності. Проте для реалізації методу визначення місцезнаходження ОЗЗ з використанням струму нульової послідовності необхідно створити умови для виникнення струмів нульової послідовності.

Зокрема в працях [19, 20] описано алгоритм роботи мікропроцесорної системи реєстрації режимів функціонування електричної мережі з ізольованою нейтраллю включаючи функцію визначення місцезнаходження до ОЗЗ. Відповідно до методу, який вкладений в основу алгоритму, виконується запис

параметрів електричної мережі (фазних струмів, напруги та опосередкований запис комплексних опорів прямої та нульової послідовності). Далі застосовується алгоритм розрахунку з використанням косинусних та синусних складових та визначається відстань до місцезнаходження ОЗЗ. Однак такий підхід не є достатньо точним через те, що в момент заземлення ізолюваної нейтралі змінюються параметри мережі. У зв'язку з цим в праці [21, 22] запропоновано метод який передбачає вимірювання всіх вищезазначених параметрів в момент заземлення ізолюваної нейтралі і використовуючи ті ж співвідношення визначається місцезнаходження ОЗЗ.

В праці [120] запропоновано метод визначення місця до пошкодження, який базується на фіксації зміни напруги пошкодженої фази та струму нульової послідовності під час пошкодження, який вимірюється також при підключенні в нейтральну точку опору для збільшення струму. Тобто за умов пошкодження вимірюються струми та напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей, а також ці ж величини вимірюються за умов підключеного опору в нейтраль. І за відповідними, поданими в праці співвідношеннями визначається відстань до місця пошкодження. Проте точність цього методу забезпечується за умов протікання незначних струмів навантаження в фазах лінії та малого опору пошкодження в режимі ОЗЗ. У випадку, якщо опір пошкодження є більшим ніж 200 Ом, похибка визначення відстані до місця пошкодження описаного методу зростатиме.

В праці [121] зауважено, що мережі з ізолюваною нейтраллю є не несиметричними, що обумовлено незбалансованістю фазних напруг, в наслідок чого в усталених режимах роботи присутня складова нульової послідовності. Однією з причин цієї незбалансованості є присутність ємності між землею та проводами лінії. У зв'язку з цим в запропоновано новий метод обмеження поперечної ємності допоміжною котушкою, яка підключаються в нейтраль трансформатора, що живить лінію. За допомогою співвідношень наведених в праці, можна точно розрахувати необхідну індуктивність, яка повинна бути підключеною в нейтраль лінії, це в свою чергу значно вирівнює фазову

асиметрію, та суттєво збільшує струми ОЗЗ. Відповідно, для такого способу компенсації нейтралі лінії, автори запропонували новий метод визначення відстані до місця ОЗЗ, що базується на введенні сигналу вищих частот у вторинну обмотку підключеної компенсаційної котушки і відповідно до закону Ома визначається повний опір петлі з пошкодженням, а також відстань до місця пошкодження. Метод перевірений на реальних розподільчих мережах Чеської Республіки, і відповідно показав високу точність у визначенні відстані до місця ОЗЗ.

В праці [122] також розглядається ефективна компенсація нейтралі розподільчої мережі, а також відповідно новий метод виявлення відстані до місця ОЗЗ. Тому автори запропонували алгоритм, який базується на використанні моделі компенсованої розподільчої мережі. Всю трифазну розподільчу мережу автори пропонують розділити на еквівалентний набір трьох однофазних систем, що використовують симетричні компоненти, це в свою чергу дозволяє представити елементи мережі матрицею їхніх параметрів розмірністю 2×2 для кожної еквівалентної схеми. За допомогою алгоритму виявлення пошкодження, представленого в цій статті, визначається опір пошкодження, який в подальшому використовується в еквівалентних однолінійних схемах мережі для визначення відстані до місця пошкодження. Метод показав високу точність і знайшов своє застосування у Французькій енергорозподільчій компанії.

Як видно методів і способів визначення відстані до місця пошкодження є достатня кількість, більшість з цих методів знайшли своє практичне впровадження і визначають відстань до місця пошкодження з задовільною точністю, проте вони в більшості випадків адаптовані до розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю. Застосування описаних методів для визначення відстані до місця пошкодження в лініях живлення пристроїв СЦБ потребує перевірки, оскільки лінія живлення пристроїв СЦБ характеризується своїми особливостями, які більш детально описані в підрозділі 1.1. Зокрема це врахування специфічних дуже малих струмів навантаження, які протікають в цій лінії, економічність

встановлення FTU, якщо розглядати секціонування лінії, придатність методу точно оцінювати відстань до місця пошкодження за умов наведених напруг від контактної мережі чи від лінії ДПР та ін.

1.4.2.2 Методи визначення відстані до місця пошкодження на основі застосування теорії хвильових процесів

Кардинально іншим підходом щодо виявлення КЗ є використання теорії хвильових процесів в розподільчих та передавальних лініях електропередачі. Хоча, ця теорія розроблена ще в 30 роках минулого століття, її практичне використання стало можливим лише з масовим застосуванням цифрової техніки в енергетиці. Теоретичні основи хвильових процесів в лініях придатні не тільки для цілей виявлення пошкоджень, а разом з використанням технологій GPS – застосовується для визначення місця КЗ з точністю – набагато вищою в порівнянні з іншими існуючими на практиці методами.

Згідно теорії, за будь-яких різких змін в енергосистемі (зміна конфігурації мережі в наслідок диспетчерських перемикачів, виникнення ОЗЗ чи КЗ в лінії і т.д.), сигнали струму та напруги містять в собі фронти хвиль, які рухаються у всі кінці ЛЕП від місця виникнення пошкодження. Ці фронти хвиль характеризуються високочастотною складовою в сигналах (в межах від кількох кГц до кількох МГц) та дуже великою швидкістю розповсюдження, яка є близькою до швидкості світла.

Раніше, в 1950 роках було розроблено декілька типів пристроїв (типи А, В, С, Д) визначення відстані до місцезнаходження пошкодження з використанням теорії хвильових процесів, відповідно алгоритми яких описано в працях [123, 97]. Ці типи відрізняються необхідною кількістю встановлених пристроїв вимірювання фронтів хвиль та своїми алгоритмами. На даний момент удосконалення методів виявлення відстані до місця пошкодження на основі теорії хвильових процесів не зупинилось і вище згадані типи пристроїв удосконалюються сучасними методами виявлення фронтів хвиль, зокрема

застосування вейвлет перетворення [124, 125, 126, 127] і похибка у визначенні відстані до місця пошкодження знаходить в межах 200 м [128, 129].

Для прикладу, в праці [130] запропоновано використовувати удосконалений метод на основі теорії хвильових процесів та використанням систем моніторингу хвильових процесів на обох кінцях лінії. З метою виявлення пошкодження та розрахунку відстані до його місцезнаходження використовують напругу нульової послідовності. Оскільки передбачається, що визначення місця пошкодження відбуватиметься в неоднорідній – повітряно-кабельній лінії, то окрім стандартних, довжини та швидкості розповсюдження хвилі в лінії, додатково для лінії визначається середня точка часу (точка від якої фронт хвилі надходить одночасно до обох кінців). За допомогою цього параметру визначається напрям пошуку пошкодження і відповідно точне визначення відстані до місцезнаходження пошкодження. Метод експериментально перевірений на лініях 10 кВ безперервного електропостачання та автоматичного блокування залізничних шляхів в Китаї.

В праці [125] запропоновано метод, який використовує вибірки сигналів вимірюваних тільки з однієї підстанції. За допомогою вимірюваних вибірок відбувається перехід в систему прямої, зворотної та нульової послідовностей і аналізується складова нульової послідовності. Особливістю цього методу є те, що для уникнення помилки в оцінці швидкості розповсюдження хвиль, запропоновано використовувати метод опорної векторної регресії.

Для цього спершу виконуються моделювання лінії з пошкодженнями в різних точках (бажано з дискретністю в 0.5 км для високої точності), отримуються достатня кількість вибірок отриманих в наслідок вейвлет аналізу результатів моделювання. Далі визначаються опорні вектори шляхом застосування методу власних опорних векторів до результатів дискретного вейвлет розкладу і будуються залежності затримки часу між надходженням фронтів хвиль в різних масштабах вейвлет розкладу від відстані до пошкодження. Потім ці залежності використовуються для реальних

зафіксованих моментів часу надходження фронту хвилі і визначається відстань до місця пошкодження.

В працях [126, 127] використано постійні вейвлет перетворення для обробки фронтів хвилі генерованої пошкодженням з метою визначення відстані до місця пошкодження. В обох працях спершу визначають частотні характеристики які мають відношення до відстані до місця пошкодження. А потім з використанням частоти отриманої в наслідок вейвлет перетворення фронтів хвилі, часу надходження фронту хвилі та швидкості розповсюдження хвилі визначається відстань до місця пошкодження. Найбільш складніша задача в даному випадку це оцінка частоти, на якій надійшов фронт хвилі. Тому в праці [126] розроблено удосконалений алгоритм визначення цієї частоти.

В працях [131, 132, 133, 134] розроблено та досліджено новий специфічний метод, який базується на виявленні момент часу падіння напруги в точці вимірювання. Метод не зовсім є методом розробленим на основі теорії хвильових процесів, проте базові принципи теорії тут зберігаються. А саме, поява пошкодження генеруватиме електромагнітні хвилі в усі напрямки від точки пошкодження. І ці електромагнітні хвилі поширюватимуться у вигляді падіння напруги і надходитимуть у різні точки, де знаходяться пристрої моніторингу, які це фіксуватимуть.

Головна перевага методу це простота, оскільки в даному випадку тут слід зафіксувати моменти часу початку падіння напруги в різних точках лінії електропередачі (мережі). Згідно праці [131] найбільш впливовими факторами, які впливають на точність визначення відстані до місця ОЗЗ, слід віднести швидкість розповсюдження електромагнітної хвилі та точність визначення моменту часу падіння напруги.

В працях [133, 134] дослідженнями встановлено, що на швидкість розповсюдження хвиль впливає зміна поперечного перерізу проводу в лінії, тобто перехід від повітряних до кабельних мереж, проте вплив неоднорідності лінії легко врахувати в алгоритмі розрахунку.

На другий фактор, тобто точне визначення моменту часу падіння напруги, впливає здатність вимірювального перетворювача точно відтворювати напругу на вторинній стороні, з якомога найменшим внесенням похибки. У зв'язку з цим в праці [131, 135] проводились дослідження можливості застосування методу в мережах середнього класу напруги та традиційними електромагнітними трансформаторами напруги, де в результаті було встановлено, що такий тип перетворювачів із задовільною точністю може відтворювати падіння напруги у вторинному колі, що задовольняє вимоги самого алгоритму визначення відстані до місця ОЗЗ.

В основу даного методу покладено принцип тріангуляції, тому для визначення відстані до місця пошкодження потрібно щонайменше три точки вимірювання, кожна з яких фіксуватиме пошкодження в свій момент часу. Для пари точок записується просте рівняння, тобто у випадку трьох точок вимірювання буде записано три рівняння, які забезпечать точне визначення відстані до місця пошкодження. Алгоритм розрахунку цих рівнянь є дуже простим і експериментально апробовано на лінії з ізолюваною нейтраллю з класом напруги 22 кВ [134].

Подібний підхід до попереднього методу, тобто фіксація моментів часу різкої зміни напруги, розглядається в праці [136]. Проте метод має певні відмінності, а саме його застосування передбачено для розгалуженої мережі з ізолюваною нейтраллю, де в вузлах розгалуженої мережі встановлені пристрої моніторингу та реєстрації фазних напруг. Для режиму пошкодження в мережі всі системи моніторингу фіксують моменти часу різкої зміни напруги. Для найбільшого значення з цих штампів часу, тобто для вузла системою моніторингу зафіксовано різку зміну напруги з найбільшим абсолютним значенням часу, вважається що це є опорний вузол і він знаходиться на найдальшій відстані по відношенню до місця пошкодження. Початковими даними методу є лише довжина ділянок лінії, тип проводу з яких вони виконані та швидкість поширення фронтів хвиль. На початковому етапі достатньо грубої оцінки швидкості поширення фронтів хвиль, оскільки більш точне значення

оцінюється в процесі розрахунку відстані до місця пошкодження і грубе значення ніяким чином не впливає на саму точність визначення відстані.

Спершу визначається мінімальне абсолютне значення моменту часу різкої зміни напруги, що свідчитиме про те, що пошкодження знаходиться найближче до цього вузла. І за алгоритмом описаним в праці визначають пари віддалених систем моніторингу між якими знаходиться пошкодження та визначається відстань до місця пошкодження від найближчої системи моніторингу (вузла де зафіксовано мінімальне абсолютне значення моменту часу різкої зміни напруги). Цей метод був проваджений та експлуатується в підземних мережах в місті Мілан, Італія [137].

В [138] описано структуру та реалізацію пристрою, який через ємнісний зв'язок з фазами лінії електропередачі фіксує електричне поле фаз і відповідно можливе надходження фронтів хвиль внаслідок пошкодження. В основі математичного апарату використаного для фіксації фронту хвилі використано також дискретні вейвлет перетворення, з розрахунком енергії вейвлет коефіцієнтів. Відповідно різка зміна енергії вейвлет коефіцієнтів сигналізує про появу фронту хвилі, і відповідно фіксується момент часу надходження цього фронту хвилі. Що є необхідним для виявлення відстані до місця пошкодження.

Хоча аналіз публікацій свідчить про те, що застосування теорії хвильових процесів дає найточнішу оцінку відстані до місця пошкодження, а також не піддається впливу опору в місці пошкодження, параметрам системи, встановленим компенсаційним пристроєм, асиметрією лінії то що, проте використовуючи теорію хвильових процесів можна зіткнутись з рядом проблем технічного та програмного характеру. Одна з проблем технічного характеру є важливість встановлення точної довжини лінії, включаючи довжину проводів від вимірювального трансформатора напруги чи струму до пристрою моніторингу параметрів лінії [139].

Інша проблема технічного характеру пов'язана з пропускнуою спроможністю традиційних вимірювальних перетворювачів струму та напруги. Зокрема в праці [140] проведено дослідження можливості пропускання високочастотних

складових сигналу напруги ємнісного трансформатора напруги у вторинні кола. Результати досліджень вказують на те, що трансформатор напруги такого типу, в залежності від його конкретних параметрів може працювати як низькочастотний фільтр і не пропускати у вторинне коло спектр частот, яким характеризуються фронти хвиль, генерованих внаслідок виникнення пошкодження. Аналогічні проблеми можуть виникати з електромагнітними трансформаторами струму, через наявність паразитних ємностей у вторинній обмотці ТС. В праці [141] на основі експериментальних досліджень, проведених науковцями Хельсінкського університету технологій над ТС класу напруги 110 кВ, встановлено, що в діапазоні частот до 10 кГц опір вторинної обмотки є стабільно сталим та має індуктивний характер, це в свою чергу свідчить про те, що паразитні ємності на вторинний опір ніякого впливу не мають і трансформація високочастотної складової струму відбуватиметься задовільно. В діапазоні частот від 10 кГц до 100 кГц можливі відхилення модулю та кута повного опору вторинної обмотки від його сталого значення, що пов'язано з впливом паразитних ємностей вторинної обмотки, це в свою чергу, може обмежувати пропускання високочастотної складової струму. А в діапазоні частот від 100 кГц і вище опір вторинної обмотки зростає на декілька порядків, що взагалі може призвести до блокування проходження високочастотної складової струму фронту хвилі генерованої внаслідок виникнення КЗ.

В праці [142] подано математичні вирази, за допомогою, яких можливо оцінити граничні значення частот спектру фронту хвилі в залежності від опору джерела живлення (слабке та сильне джерело живлення) та місця виникнення пошкодження. А в праці [140] базуючись на цих співвідношеннях зроблено певне гіпотетичне припущення, що у випадку КЗ, де відсутній будь-який дотик струмопровідних частин із землею – спектр частот фронту хвилі характеризуватиметься вищими частотами ніж при КЗ, де присутній дотик із землею. В загальному випадку цей спектр знаходитиметься між граничними значеннями частот, які подані в працях [140, 142]. Проаналізувавши ці формули, можна дійти до висновку, що у випадку пошкодження на землю, яке знаходиться

в декількох кілометрах від місця установки системи моніторингу – генерований спектр частот фронту хвилі може знаходитись в діапазоні до 1 кГц, що важко відділити від звичайних високочастотних складових сигналів струму та напруги. У зв'язку з цим слід звернути увагу на можливу проблему пов'язану скоріше більш з людським фактором, а ніж з технічною проблемою, а саме правильний вибір частоти дискретизації аналого-цифрових перетворювачів, а також правильне та науково-обґрунтоване проектування фільтрів високочастотних складових сигналу. Додатковою проблемою застосування такого підходу на практиці є необхідність реалізації процесу дуже швидкого збору даних, що може сягати декількох сотень тисяч вибірок сигналу струму чи напруги в секунду.

Застосування пристроїв на основі теорії хвильових процесів потребує вирішення також ряду математичних задач, які є актуальними і на сьогоднішній день. Це проблеми пов'язані із фіксацією в режимі реального часу високочастотних спектрів і відповідно моменту їх надходження. Існує декілька підходів щодо вирішення цієї проблеми – методи застосування диференційних коефіцієнтів, вейвлет аналізу сигналів та кореляційного аналізу сигналів. Також слід не забувати що ці методи оперуватимуть значною кількістю записаних вибірок і відповідно це потребує досить потужних процесорів та значного об'єму оперативної пам'яті при створенні пристроїв на основі теорії хвильових процесів.

1.4.2.3 Методи визначення відстані до місця пошкодження з іншими різноманітними принципами

Методи які віднесені до цієї підгрупи в основному потребують значної кількості попередніх моделювань лінії з ізольованою нейтраллю в програмах досліджень електромагнітних перехідних процесів. На основі цих моделювань, та заздалегідь відомих кореляційних зав'язків відстані до пошкодження з аналізованою величиною – будуються залежності величини від відстані до пошкодження. В подальшому, в режимі КЗ чи ОЗЗ, з використанням систем моніторингу вимірюються струми чи напруги та розраховуються фактичні

величини і за допомогою наперед розрахованої залежності визначається відстань до місця пошкодження.

Прикладом такого методу є метод описаний в працях [143, 23], який ґрунтується на прямій кореляції відстані до місця ОЗЗ з частотою сигналу напруги. Основною такого підходу є частотні характеристики мережі за режиму ОЗЗ. За словами авторів, такі характеристики отримуються для конкретної лінії з відповідними параметрами за допомогою будь-якої доступної програми розрахунку електромагнітних перехідних процесів (EMTDC, EMTP, ATP, PSpice). Для цього одиничний імпульс з різним діапазоном частоти подається на початок лінії і змінюючи відстань точки пошкодження фіксуються значення напруги. На основі частотних характеристик формується залежність відстані від частоти вільних коливань f_2 , тобто частоти, яка відмінна від основної частоти енергосистеми f_1 , і де зосереджена значна енергія сигналу. Розрахунок частотного спектру визначається за допомогою дискретних перетворень Фур'є. Далі для реальної мережі, за режиму ОЗЗ аналізується напруга пошкодженої фази, визначається частота вільних коливань і відповідно до наперед встановленої характеристики довжина-частота вільних складових, встановлюється відстань до місця ОЗЗ. Метод перевірений на повітряно-кабельній лінії 10 кВ і дав досить добрі результати і за рекомендаціями авторів найбільш придатний для ОЗЗ з тривалим горінням дуги [88].

В праці [94] проведено дослідження лінії електропередачі з значною неоднорідністю, де було встановлено, що опір пошкодження та струм навантаження в значній мірі впливають на залежність частоти вільних коливань f_2 , і відповідно не завжди легко визначити цю частоту в фактичних виміряних даних. Окрім, частоти вільних коливань f_2 , в цій же праці проведено аналіз на придатність застосування частоти вільних коливань f_3 виміряного сигналу напруги, тобто частоти, за якої енергія сигналу є другим найбільшим значенням після енергії сигналу за частоти вільних складових f_2 . Проте для різко неоднорідних ліній навіть використання частоти f_3 – не забезпечує задовільних

результатів у визначенні відстані до місця пошкодження в низьковольтних лініях.

У випадку, якщо тривалість горіння дуги при ОЗЗ короточасна, що притаманно мережам з ізольованою нейтраллю, в роботі [144] автори запропонували метод, який базується на аналізі максимального значення похідної напруги пошкодженої фази одразу ж після виникнення ОЗЗ. Відповідно до цього методу, також використовується схемна модель лінії, для якої виведено аналітичне рівняння напруги та похідної напруги пошкодженої фази та залежність першого пікового значення похідної напруги від відстані до місця пошкодження. Далі, за режиму ОЗЗ, вимірюються реальні значення вибірок напруги пошкодженої фази і відповідно визначається похідна значень напруги. Використовуючи наперед підготовлену залежність похідної напруги по відношенню до відстані до пошкодження, визначається сама відстань до пошкодження. Ефективність дії методу перевірено експериментально на кабельній мережі 10 кВ, де похибка у визначенні відстані до місця ОЗЗ становила близько 7% від довжини лінії, що є досить високим значенням. Окрім того за словами авторів зазначено, що похибка у визначенні відстані до місця пошкодження зростатиме з ростом відстані появи самого ОЗЗ. На початку лінії ця похибка не повинна перевищувати 5-10%, а на кінці лінії 15-20% від довжини лінії.

Ще одним цікавим методом є метод запропонований в [145, 146], де використовуються значення провалу напруги з метою визначення відстані до місця пошкодження. Відрізняється від інших методів, тим що тут використовується нелінійний профіль напруги для визначення пошкодження в мережі. Передбачається що лінія розбивається на декілька секцій, кожна з яких представлена своїм профілем напруги. Для будь-якого типу пошкодження, профіль провалу напруги на секції лінії може бути описаний як складові вектору напруги в залежності від відстані до пошкодження, тобто модуль та фаза вектору представлені як поліноми другої степені від відстані до пошкодження. Коефіцієнти поліномів (профілів) секцій лінії отримуються шляхом

моделювання лінії. Для цього під час моделювання у певних точках лінії вимірюються провали напруги і фіксуються тільки мінімальні значення модуля і відповідне значення фази вектору напруги. В подальшому визначаються коефіцієнти профілю напруги, використовуючи звичайний алгоритм апроксимації кривої та дані отримані в результаті моделювання. Після отримання коефіцієнту профілю, та вимірювання реального вектору напруги, що відповідає режиму ОЗЗ, за допомогою коефіцієнтів визначається відстань до місця ОЗЗ.

За словами авторів, такий метод визначення відстані до пошкодження має значну перевагу в порівнянні з методами які базуються на аналізі повного опору петлі пошкодження, оскільки в даному випадку вирішується проблема отримання декількох відстаней до місця пошкодження (що може відбутись через рівність електричного еквівалентного повного опору пошкодження в різних точках мережі). Метод досліджувався за умов різного опору пошкодження, різних відстаней до точки пошкодження, різних змін навантаження і похибок вимірювання і показав добрі результати.

Основна проблема застосування вищеописаних методів в цьому підрозділі для визначення відстані до пошкодження в лініях живлення пристроїв СЦБ це необхідність точних моделювань режимів лінії, що вже як відмічалось в підрозділі 1.1 є дуже складним. Розвиток математичних моделей ліній живлення пристрій СЦБ дасть можливість використовувати нові прогресивні методи.

Ще одним цікавим і доволі специфічним методом визначення відстані до місця пошкодження є метод описаний в [24], на основі якого розроблено портативний пристрій «Вектор». В основу цього пристрою покладено аналіз електромагнітного поля, яке створюється внаслідок протікання струмів та напруги в лінії. Авторами було проведено серію вимірювань електромагнітного поля під проводами повітряних ліній для різних видів пошкоджень, що часто притаманні ОЗЗ. На основі результатів аналізу амплітудно-фазових спектрів напруги та струму сигналів, пропорційних електричному та магнітному полям, встановлено зв'язок між фазовим кутом гармонічних компонентів сигналу,

вибраних відповідно до певних правил, та напрям руху до місця пошкодження [147].

Принцип дії пристрою «Вектор» полягає в наступному. Вимірюються сигнали за допомогою датчиків електричного та магнітного полів. Далі сигнали посилюються смуговими підсилювачами із змінним коефіцієнтом підсилення і оцифровуються аналого-цифровим перетворювачем. Дані від АЦП потрапляють в процесор для подальшої спектральної обробки за допомогою дискретних перетворень Фур'є. Використовуючи встановлені залежності та результати гармонічного аналізу визначається напрям до ОЗЗ на дисплеї портативного пристрою.

Для ліній СЦБ, такий портативний пристрій може бути використаний як допоміжний пристрій, оскільки у випадку можливого помилкового або неточного визначення відстані до місця ОЗЗ системами моніторингу, персонал який виїхав на ліквідацію пошкодження, зможе його набагато швидше визначити та ліквідувати.

1.5 Висновки до розділу 1

1. Забезпечення надійності функціонування систем електропостачання залізниць з електричною тягою можливе лише за умови постійного моніторингу як режимів їх роботи, так і стану основного електротехнічного обладнання, яке відповідає за надійне електропостачання електричної тяги. Моніторингу повинні підлягати системоутворюючі елементи тягових підстанцій (силові трансформатори і автотрансформатори, комутаційні апарати), контактна мережа, мережі автоблокування та ДПР, а також лінії живлення напругою 110-150 кВ.

2. При створенні засобів моніторингу систем електропостачання залізниць необхідно враховувати особливості їхнього функціонування та характерні ознаки побудови, які можуть виникати у випадках динамічних навантажень, пов'язаних з рекуперацією енергії, нерівномірністю графіків її споживання та наявністю негативних факторів, що впливають на якість електричної енергії, а саме знос застарілого обладнання та його оновлення.

3. Для ліній з ізольованою нейтраллю, як об'єктів моніторингу, важливо швидко усунення дефектів, які пов'язані з замиканнями на землю. Проведення моніторингу стосується в основному визначення віддалі до місця замикання, а також швидкого усунення причин його утворення. При створенні алгоритмів необхідно враховувати режими роботи нейтралі лінії та негативні електромагнітні впливи від контактної мережі та ДПР, а також наведені потенціали, що виникають через ємнісні зв'язки з лініями більш високої напруги.

4. При виборі методів повинен бути застосований індивідуальний підхід. Так для ліній СЦБ з кабельними вставками вибір методів інший, ніж для повітряних ліній через те, що в кабельних величина струмів замикання на землю в рази перевищує їх величину в порівнянні з повітряними. Але в них більша ймовірність виникнення феррорезонансних режимів, які необхідно враховувати в алгоритмах визначення місць пошкоджень.

5. Визначення відстані до місця пошкодження з виведенням лінії з експлуатації базується на застосуванні методів імпульсної рефлектометрії та вимагає додаткових затрат для формування високочастотних сигналів, а також встановлення по всій довжині лінії додаткових систем моніторингу, що не завжди є виправданим. Похибка ж визначення відстані до місця пошкодження знаходиться в значній залежності від опору в місці замикання, а також залежить від наведеної напруги, що для ліній з ізольованою нейтраллю завжди проблематично.

6. Існуючі методи визначення віддалі до місця пошкодження без виведення лінії з експлуатації своєю більшістю адаптовані під розподільчі мережі з ізольованою нейтраллю, де точність пов'язана з їх конфігурацією та введеними параметрами еквівалентної схеми. Застосування цих методів для практичного використання вимагає досконалого їх тестування безпосередньо на лініях СЦБ, специфіка виконання яких відрізняється від існуючих, зокрема, стосовно струмів навантаження, які співрозмірні за величинами струмів замикання на землю.

РОЗДІЛ 2

МОДЕЛЮВАННЯ НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛІНІЙ ЖИВЛЕННЯ СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО АВТОБЛОКУВАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ

Розглянемо більш детально типову структурну схему робочого та резервного живлення пристроїв СЦБ залізниць, яку зображено на рис. 2.1. Дана схема відображає структуру живлення пристроїв сигналізації, централізації та автоблокування на ТП Бобрик і є типовою для аналогічних об'єктів Укрзалізниці. Для моделювання нормальних та аварійних режимів роботи ліній були проведені десятки натурних експериментів, результати яких використані під час роботи над дисертацією.

Один з силових триобмоткових трансформатор тягової підстанції (на схемі рис.1.1 Т1) забезпечує електропостачання фідерів контактної мережі для електричного живлення рухомого складу. Також через трансформатор власних потреб ТВП 27,5/0,23 кВ Т1 надає живлення шинам власних потреб. До шин власних потреб підключається трансформатор Т2 0,23/10 кВ, який забезпечує робоче живлення лінії СЦБ. Резервне живлення пристрої отримують від лінії ДПР, яка підключена безпосередньо до обмотки 27,5 кВ трансформатора Т1. На рис.2.1 показано навантаження лінії СЦБ, на рис.2.2 наведена спрощена принципова електрична схема ділянки трансформатор лінія СЦБ.

На підставі проведеного аналізу визначені особливості схем електропостачання приладів сигналізації, централізації та блокування, а саме:

- живлення забезпечується підвищувальним трансформатором, що підключається до мережі власних потреб. Недоліком схеми є збільшення втрат електричної енергії й збільшення ймовірності втрати живлення через можливий вихід з ладу цього трансформатора;

- виконуються одностороння, зустрічно-консольна або двостороння схеми;
- нейтраль ізольована від землі, через що при наявності наведеної напруги на фазах виникає несиметрія напруг фаз по відношенню до землі. Підвищення

напруг фаз по відношенню до землі негативно впливає на ізоляцію фаз лінії і призводить до збільшення кількості пошкоджень.

Повітряна лінія СЦБ є єдиним навантаженням, яке отримує живлення від підвищувального трансформатору 0,23/10 кВ. Тому через відсутність розгалуженої мережі при виникненні замикань на землю на початку лінії майже не можливо виміряти струми нульової послідовності [21].

Другою особливістю цієї лінії є те, що її навантаження розподілене вздовж всієї довжини лінії і складається з декількох (4-6) трифазних та значної кількості (30-40) однофазних трансформаторів, які ввімкнені на різні міжфазні напруги. Точне врахування такого навантаження в математичній моделі утруднене.

Режими роботи ліній СЦБ відповідають загально прийнятим в електроенергетичних системах:

- нормальний робочий режим, у якому на лінію підведена напруга 10 кВ, та усі силові однофазні та трифазні трансформатори підключені до лінії. У цьому режимі навантаження силових трансформаторів змінюється, в основному, в залежності від наявності та кількості поїздів на ділянці;
- доаварійний режим, який виникає внаслідок погіршення стану ізоляції між фазами лінії, з часом може перейти у замикання фази на землю або внаслідок розвитку однофазного замикання виникає двох- або трифазне коротке замикання;
- аварійний режим – виникнення двох- або трифазного короткого замикання безпосередньо на лінії або в одному з силових однофазних чи трифазних трансформаторів. В цьому режимі лінія автоматично відключається внаслідок роботи релейного захисту;
- післяаварійний режим – після автоматичного відключення лінії й усунення наслідків короткого замикання або замикання фази на землю лінія СЦБ включається оперативним персоналом. Цей режим може відрізнитись від нормального меншим значенням навантаження через переведення живлення частини навантаження на резервне живлення.

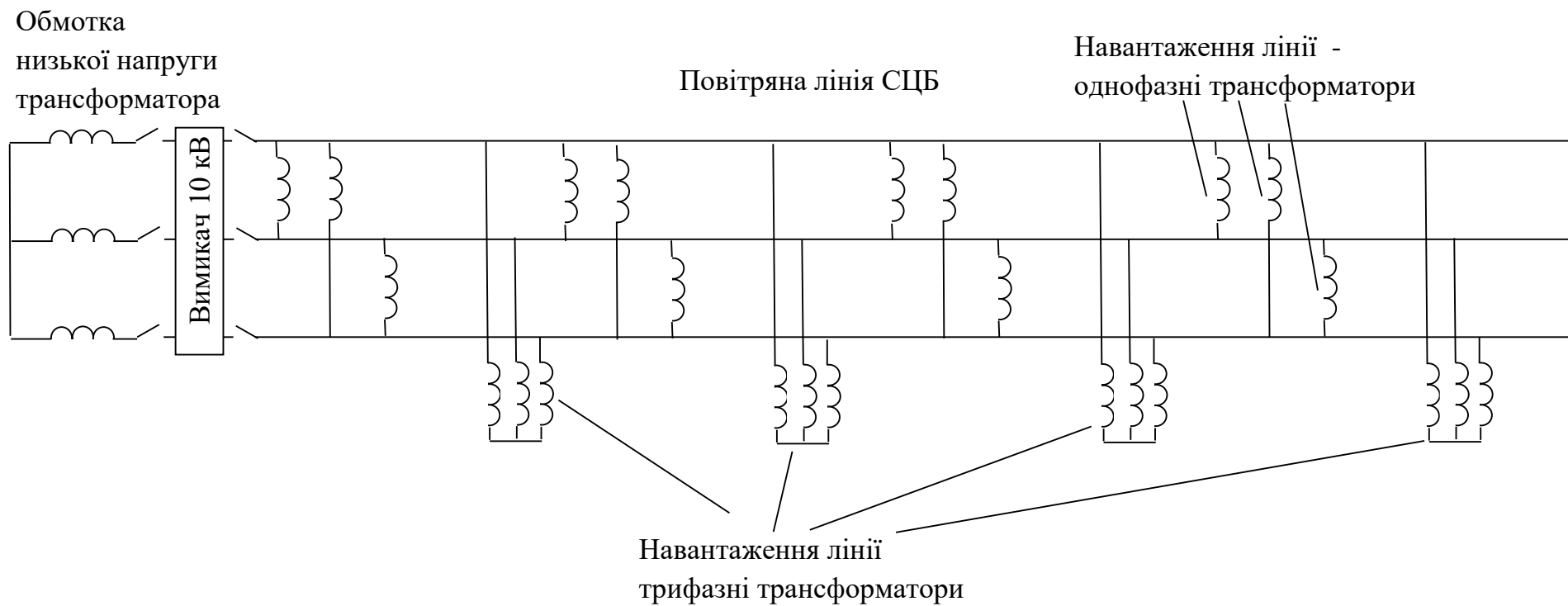


Рис.2.2. Спрощена принципова електрична схема лінії СЦБ

2.1 Нормальний режим роботи лінії з ізольованою нейтраллю

У разі порушення нормального режиму роботи лінії з ізольованою нейтраллю, у тому числі й замикання на землю однієї фази, виникає відповідна зміна параметрів (струми, напруги, потужності) режиму лінії.

Аналіз зміни параметрів з метою оцінки нового режиму лінії, а також можливості їх використання для розрахунків місця пошкодження в робочому режимі лінії (без її відключення) може бути проведено на математичній або фізичній моделі, а також на реальній лінії. Оцінку зміни параметрів необхідно виконувати по відношенню до нормального режиму роботи лінії. З цією метою нижче наведені результати експериментальних досліджень нормального режиму ПЛ СЦБ у штатному режимі, а також у разі підключення між кожною фазою лінії і землею ємностей 0,64 мкФ та 2х0,64 мкФ.

В таблицях наведені повні значення струмів та напруг. При проведенні експериментальних досліджень використовувались вимірювальні трансформатори струму двох класів точності, та активні дільники напруги і вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ. Нижче наведені тільки ті струми, для запису яких використовувались наявні на підстанції вимірювальні трансформатори струму класу 0,5. Напруги наведені тільки ті, для запису яких використовувались наявні на підстанції вимірювальні трансформатори напруги типу НТМІ класу 0,5. Далі по тексту будуть окремі уточнення при наведенні результатів вимірювання, отриманих за допомогою трансформаторів струму класу 0,2S чи за допомогою дільників напруги.

Запис осцилограм нормального звичайного (штатного) робочого режиму лінії СЦБ-2, зображених на рис.2.3, проведено у відповідність з програмами експериментальних досліджень (експеримент № 3). Результати визначення параметрів робочого (штатного) режиму лінії СЦБ-2 наведені в табл.2.1. Згідно даних табл.2.1 на рис.2.4 зображена векторна діаграма.

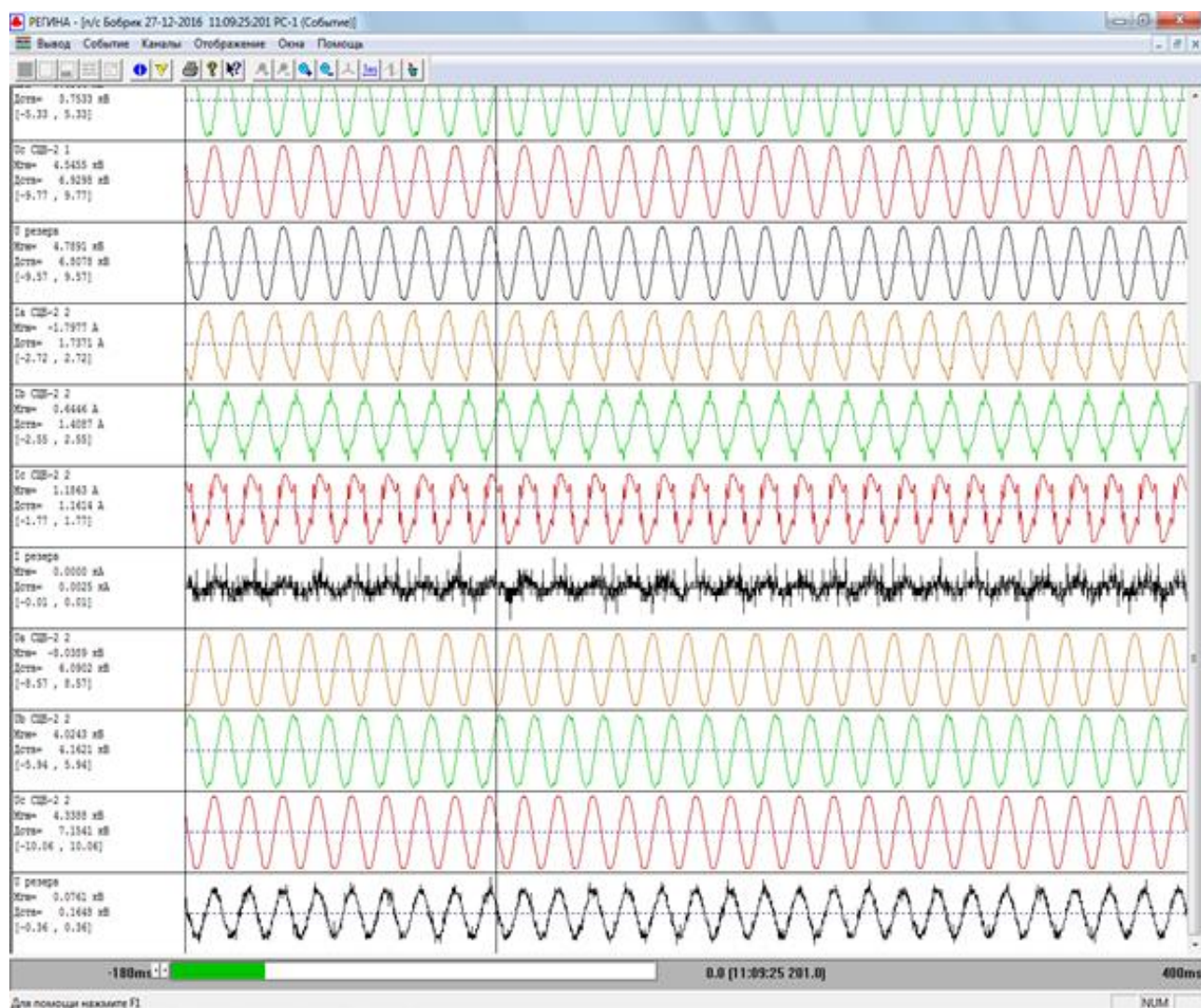


Рис. 2.3. Осцилограмми нормального звичайного (штатного) робочого режиму лінії СЦБ-2 (експеримент № 3)

Таблиця 2.1.

**Параметри нормального (штатного) робочого режиму лінії СЦБ-2
(експеримент № 3)**

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги або струму, В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор, В, А
Напруга фази А, U_{A0}	6088,58	0	8610,55+j0
Напруга фази В, U_{B0}	4120,1	151,38	-5114,77+j2790,98
Напруга фази С, U_{C0}	7120,2	264,31	-998,35-j10019,9
Напруга прямої послідовності, U_1	5625,52	17,506	7587,22+j2393,13
Напруга зворотної послідовності, U_2	135,46	4,944	190,86+j16,51
Напруга нульової послідовності, U_0	1802,69	-70,94	832,48-j2409,64
Струм фази А, I_A	1,892	350,18	2,637-j0,456
Струм фази В, I_B	1,478	136,54	-1,517+j1,438
Струм фази С, I_C	1,129	221,6	-1,194-j1,06
Струм прямої послідовності, I_1	1,454	-3,397	2,052-j0,122
Струм зворотної послідовності, I_2	0,483	-26,821	0,61-j0,308
Струм нульової послідовності, I_0	0,026	-133,44	-0,025-j0,026

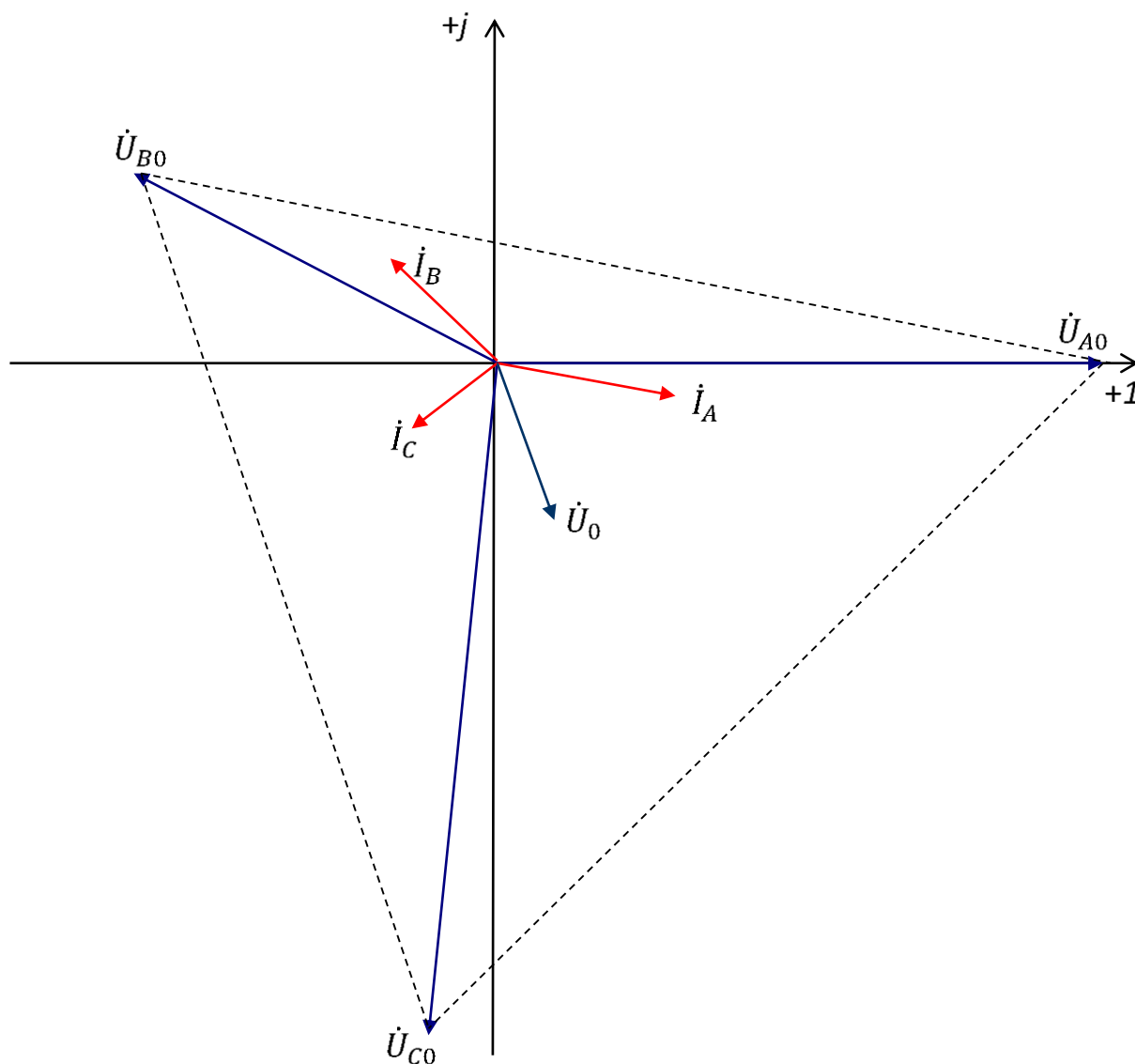


Рис.2.4. Векторна діаграма нормального (штатного) робочого режиму лінії СЦБ-2 (експеримент № 3)

Запис осцилограм нормального робочого режиму лінії СЦБ-2 з підключеними між фазами та землею ємностями 0,64 мкФ (експеримент № 18) зображено на рис.2.5, результати визначення параметрів робочого режиму лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями 0,64 мкФ наведені в табл.2.2. Згідно даних табл.2.2 на рис.2.6 зображена векторна діаграма.

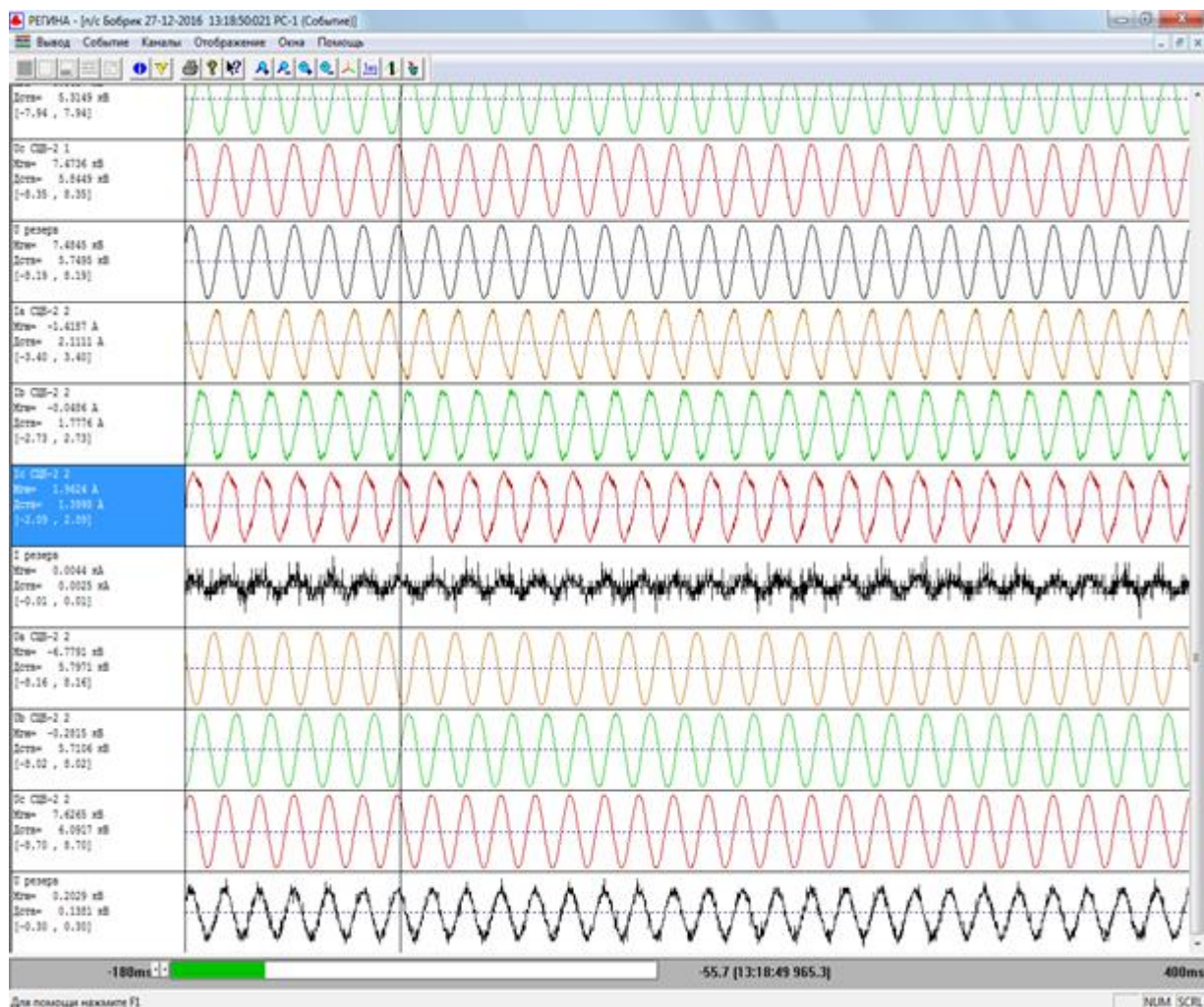


Рис. 2.5. Осцилограмми нормального робочого режиму лінії СЦБ-2
з підключеними між фазами та землею ємностями 0,64 мкФ
(експеримент № 18)

Таблиця 2.2.

Параметри нормального робочого режиму лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями 0,64 мкФ (експеримент № 18)

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги або струму, В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор, В, А
Напруга фази А, U_{A0}	5861,95	0	8290,05+j0
Напруга фази В, U_{B0}	5643,36	127,22	-4827,47+j6355,35
Напруга фази С, U_{C0}	6379,36	246,39	-3613,3-j8266,59
Напруга прямої послідовності, U_1	5952,26	4,557	8391,14+j669,04
Напруга зворотної послідовності, U_2	42,46	-147,847	-50,84-j31,96
Напруга нульової послідовності, U_0	451,88	-94,509	-50,241-j637,08
Струм фази А, I_A	1,576	334,52	2,012-j0,959
Струм фази В, I_B	1,356	115,73	-0,833+j1,728
Струм фази С, I_C	1,273	206,46	-1,612-j0,802
Струм прямої послідовності, I_1	1,371	-21,128	1,808-j0,699
Струм зворотної послідовності, I_2	0,302	-35,588	0,348-j0,249
Струм нульової послідовності, I_0	0,102	-175,561	-0,144-j0,011

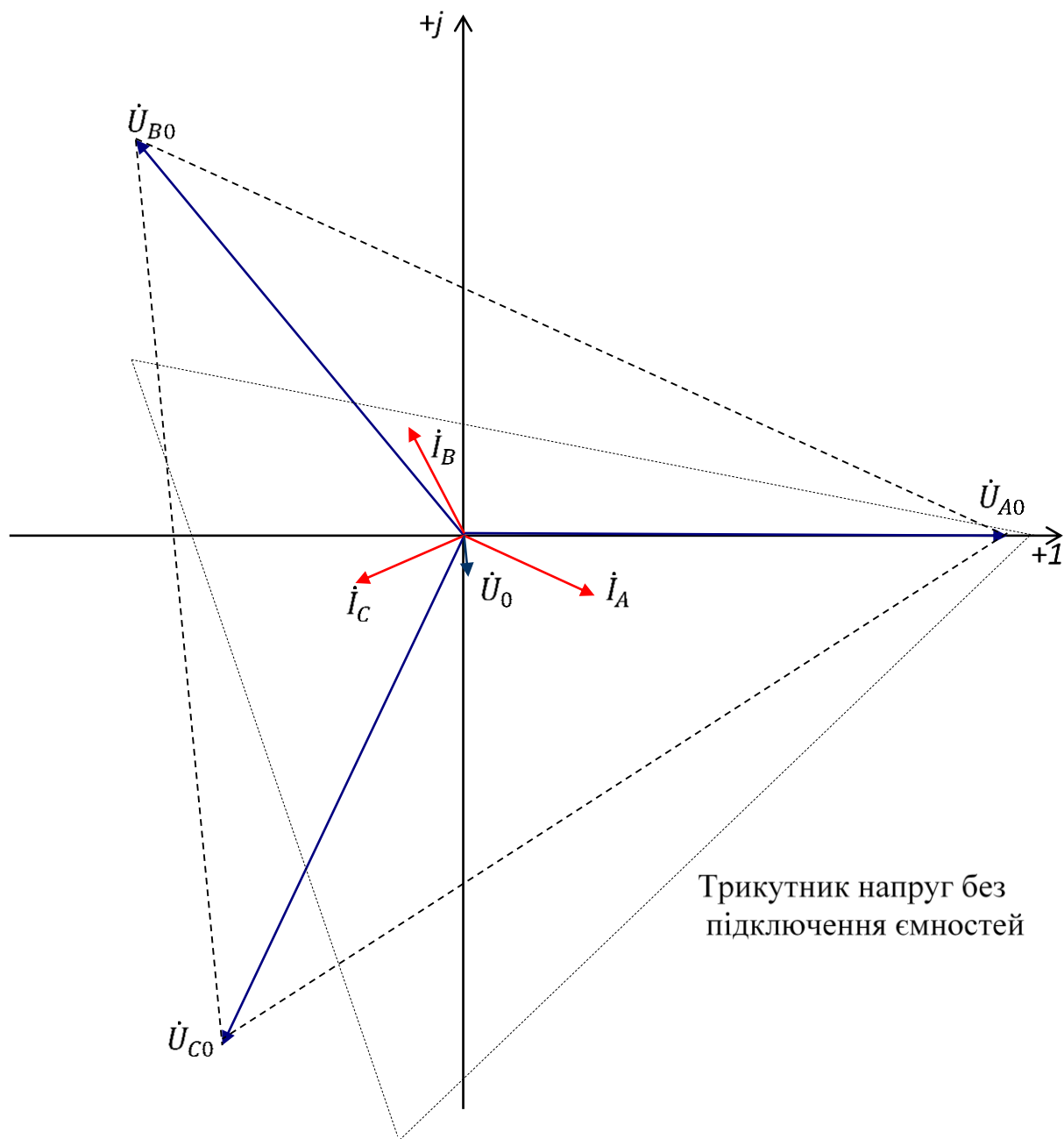


Рис.2.6. Векторна діаграма нормального робочого режиму лінії СЦБ-2 у разі підключення між кожною фазою лінії та землею ємностей 0,64 мкФ (експеримент № 18)

Осцилографування нормального звичайного (штатного) режиму лінії СЦБ-2 з підключеними між фазами та землею ємностями $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент №5) зображено на рис.2.7 та результати експерименту наведені в табл.2.3., відповідна векторна діаграма подана на рис.2.8.

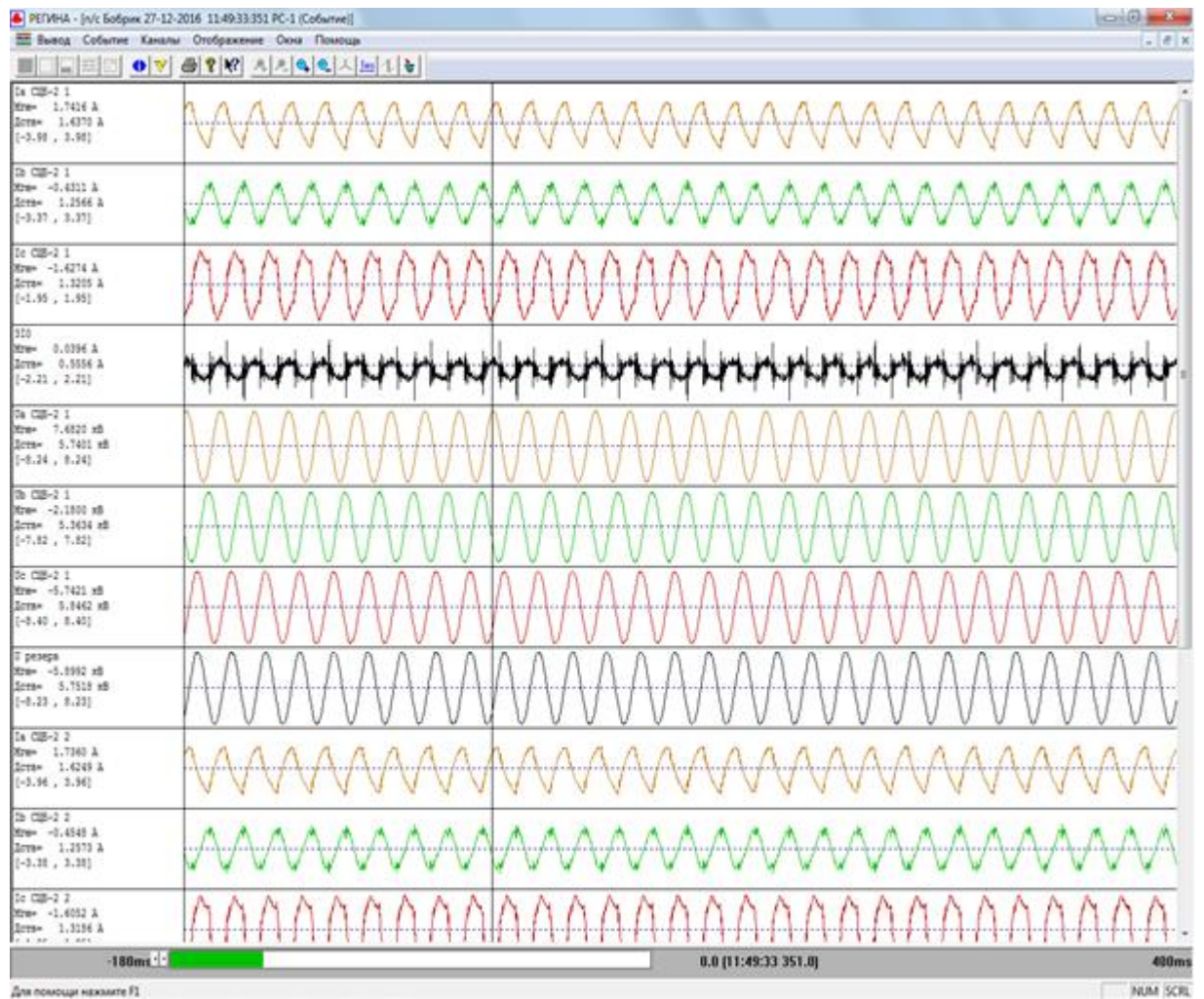


Рис. 2.7 Осцилографування нормального звичайного (штатного) режиму лінії СЦБ-2 з підключеними між фазами та землею ємностями $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент №5)

Таблиця 2.3.

Параметри нормального робочого режиму лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями 2х0,64 мкФ (експеримент №5)

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги або струму, В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор, В, А
Напруга фази А, U_{A0}	5847,07	0	8269,0+j0
Напруга фази В, U_{B0}	5797,09	123,85	-4566,64+j6808,7
Напруга фази С, U_{C0}	6111,58	244,15	-3768,53-j7778,24
Напруга прямої послідовності, U_1	5915,38	2,686	8356,42+j391,98
Напруга зворотної послідовності, U_2	67,1	-133,528	-65,36-j68,8
Напруга нульової послідовності, U_0	229,05	-93,903	-22,05-j323,18
Струм фази А, I_A	1,571	336,46	2,037-j0,887
Струм фази В, I_B	1,261	111,93	-0,6661+j1,655
Струм фази С, I_C	1,438	203,13	-1,87-j0,799
Струм прямої послідовності, I_1	1,395	-23,474	1,81-j0,786
Струм зворотної послідовності, I_2	0,286	-12,988	0,394-j0,091
Струм нульової послідовності, I_0	0,118	-176,352	-0,167-j0,011

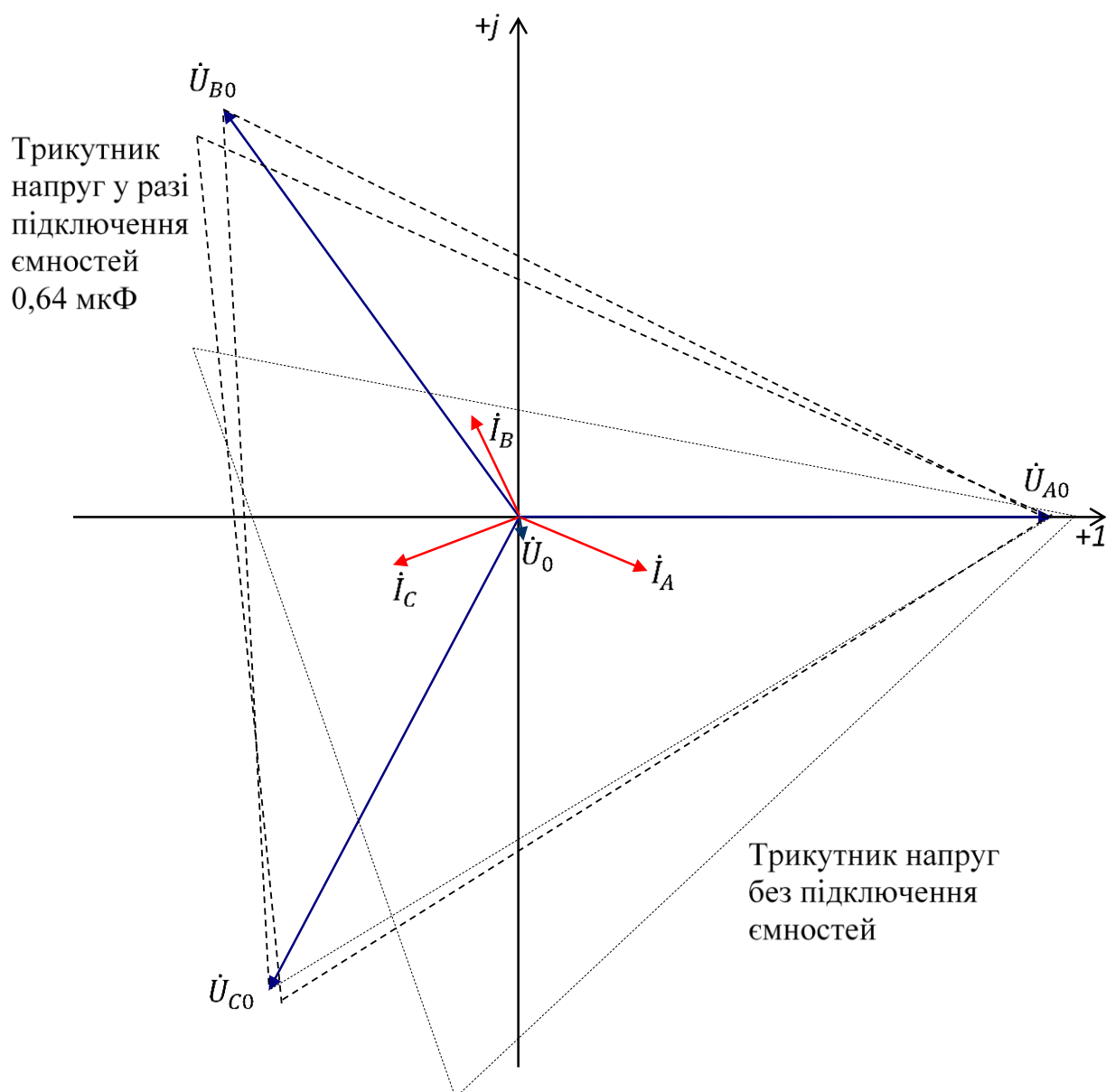


Рис.2.8. Векторна діаграма нормального робочого режиму лінії СЦБ-2 у разі підключення між кожною фазою лінії та землею ємностей $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент №5)

Аналіз результатів трьох дослідів дає можливість оцінити характер навантаження (ємнісний струм складає приблизно 50% від загального струму лінії), а також вплив ємностей та значень їх величин на забезпечення симетричності векторів напруг фаз по відношенню до землі.

Максимальні значення відхилення напруги фаз від номінального значення в штатному режимі лінії складають $-28,7\%$ та $+23,2\%$ (табл. 2.4). Підключення на початку лінії ємностей $2 \times 0,64$ мкФ між фазами та землею зменшує відхилення

напруг фаз до 10,4 %, а напруга нульової послідовності зменшується з 31,2 % до 4 %.

Таблиця 2.4.

**Параметри робочих режимів лінії СЦБ у залежності від значення
встановлених ємностей**

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Штатний режим (експеримент №3)	Робочий режим у разі підключення ємностей	
		0,64 мкФ (експеримент №18)	2x0,64 мкФ (експеримент № 5)
Напруга фази А, U_{A0} , В/ %*	6088,58 / +5,3	5861,95 / +1,4	5847,07 / +1,2
Напруга фази В, U_{B0} , В/ %*	4120,1 / -28,7	5643,36 / -2,4	5797,09 / +0,3
Напруга фази С, U_{C0} , В/ %*	7120,2 / +23,2	6379,36 / +10,4	6111,58 / +5,7
Напруга прямої послідовності, U_1 , В	5625,52	5952,26	5915,38
Напруга зворотної послідовності, U_2 , В	135,46	42,46	67,1
Напруга нульової послідовності, U_0 , В / %	1802,69 / 31,2	451,88 / 7,8	229,05 / 4,0
Струм нульової послідовності, I_0 , А	0,026	0,102	0,118

*Номінальне значення напруги фази $10000 / \sqrt{3} = 5780$ В.

Основним позитивним результатом підключення ємностей є вирівнювання векторів напруг фаз по відношенню до землі. При цьому вирівнюються також напруги між фазами, що приводить до наближення один до одного значень струмів фаз, як це показано на рис.2.9.

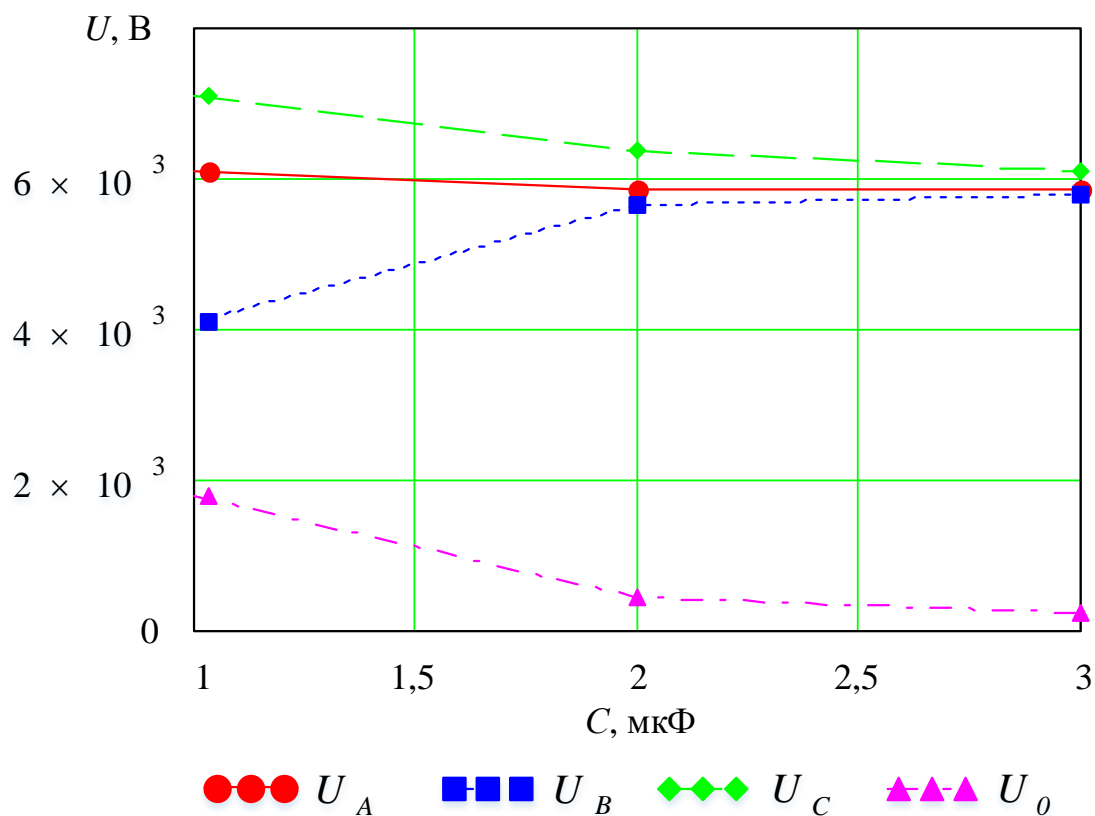


Рис.2.9. Залежність напруг фаз по відношенню до землі від значення встановлених ємностей між фазами лінії СЦБ та землею

Амплітуди першої та третьої гармоніки (% від повного значення) в струмах та напругах у шатному робочому режимі та у разі підключення у робочому режимі між фазами та землею ємностей значенням 0,64 та 2х0,64 мкФ наведені табл. 2.5.

Таблиця 2.5.

Гармонійний склад параметрів робочого режиму лінії СЦБ

Параметри режимів	Фаза лінії	Номер гармоніки	Штатний робочий режим	Робочий режим з ємностями 0,64 мкФ	Робочий режим з ємностями 2х0,64 мкФ	Робочий режим з ємностями 2х0,64 мкФ Відключено НТМІ
Напруги фаз по відношенню до землі	А	1	93,8	95,9	96,1	90,5
		3	1,4	1,2	1,7	4,1
	В	1	89,5	96,4	92,8	52,3
		3	2,1	0,0	0,9	3,2
	С	1	93,2	96,0	93,3	93,0
		3	0,4	1,3	1,5	3,8
Струми фаз	А	1	79,9	80,5	79,2	69,9
		3	6,0	8,8	8,4	12,5
	В	1	78,2	83,4	75,4	73,6
		3	2,4	4,0	5,1	11,6
	С	1	59,7	77,7	71,3	69,7
		3	9,6	11,0	10,4	8,5

Примітка: Крім вказаних гармонік у струмах та напругах найбільш помітні амплітуди 5, 7 та 9-ї гармонік.

Підключення ємностей 0,64 мкФ майже не призводить до зміни рівня третьої гармоніки у струмах та напругах. Використання ємностей 2х0,64 мкФ супроводжується незначним збільшенням третьої гармоніки.

У разі підключення ємностей 2х0,64 мкФ відключення вимірювального трансформатора НТМІ приводить до збільшення рівня третьої гармоніки у напругах та у струмах двох фаз. Виходячи з цього можна зробити висновок про не бажаність відключення трансформатора напруги.

2.2 Порухення нормального режиму роботи ліній з ізольованою нейтраллю (замикання на землю однієї фази)

До порушень нормального режиму ліній СЦБ відносяться: перевантаження та замикання фази на землю. Практично перевантаження не може виникати, окрім того випадку коли виконуються підключення навантаження за схемою, що відрізняється від проектної.

У більшості випадків у мережі з ізольованою нейтраллю замикання на землю не представляє собою безпосередньої небезпеки. Але зростання напруг фаз по відношенню до землі та струм, що проходить у місці замикання, призводять до важких наслідків, навіть до коротких замикань. Однією з основних вимог є швидке визначення й усунення замикання на землю. Для цього необхідно не тільки визначити виникнення замикання, а й вирахувати відстань до місця цього замикання без відключення лінії. Виходячи з того, що лінію не відключають, для відшукування місця замикання доцільно використовувати параметри режиму лінії або їх зміну. В таблицях 2.6-2.9 наведені дані дослідів замикання лінії СЦБ-2 в штатному режимі роботи, з підключеними ємностями 0,64 мкФ, з підключеними ємностями $2 \times 0,64$ мкФ для різних відстаней замикання відносно ТП. На рис. 2.10, 2.12, 2.14 та 2.16 показані осцилограми, а на рис. 2.11, 2.13, 2.15 та 2.17 наведені векторні діаграми відповідних режимів роботи лінії СЦБ-2.

Аналіз даних замикання (рис. 2.10, 2.11) та особливостей лінії СЦБ показали, що для того, щоб забезпечити необхідну точність визначення відстані до місця замикання на землю необхідно забезпечити перевищення аварійної складової над похибками вимірювання параметрів режиму. Для цього запропоновано збільшити частку аварійної складової відносно робочих струмів шляхом збільшення струмів замикання на землю, для чого з'єднати з землею кожен фазу лінії через електричну ємність, тобто по суті з'єднати штучну нейтраль з землею. Одна з переваг такого рішення є майже повна відсутність активних втрат енергії. Крім того, підключення ємностей вирівнює значення напруг фаз по відношенню до землі.

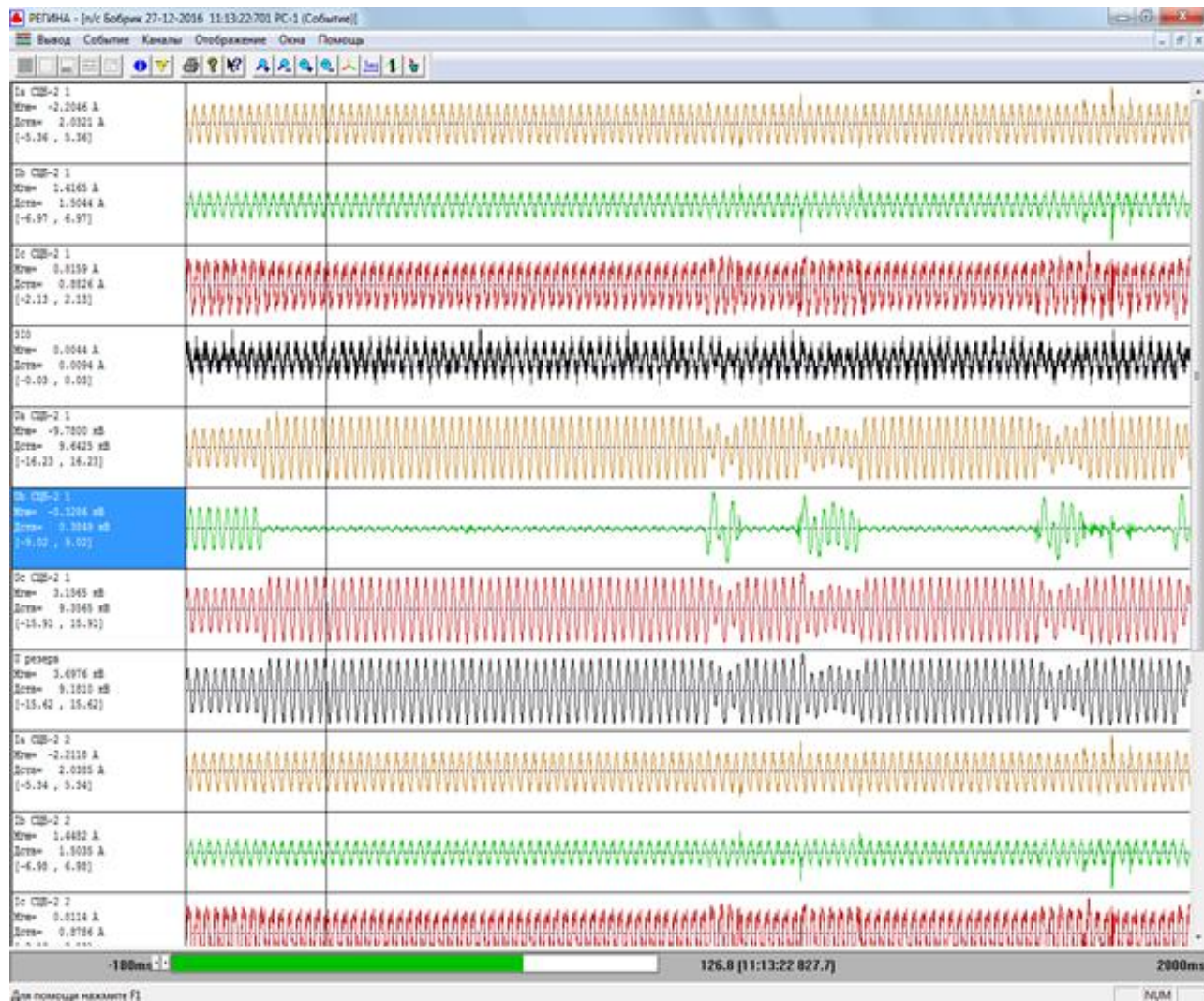


Рис.2.10. Осцилограмми режиму замикання на відстані 6,1 км
фази *B* у штатному режимі лінії СЦБ-2

Таблиця 2.6

Параметри режиму замикання на відстані 6,1 км фази В у штатному режимі лінії СЦБ-2 (експеримент №3)

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги або струму, В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор, В, А
Напруга фази А, U_{A0}	9809,9	0	$13873,3 + j0$
Напруга фази В, U_{B0}	130,09	248,08	$-68,68 - j170,67$
Напруга фази С, U_{C0}	9557,6	299,13	$6579,7 - j11806,9$
Напруга прямої послідовності, U_1	5608,8	29,579	$6898,3 + j3915,5$
Напруга зворотної послідовності, U_2	138,55	23,149	$180,17 + j77,03$
Напруга нульової послідовності, U_0	5572,7	- 30,438	$6794,8 - j3992,5$
Струм фази А, I_A	2,051	7,2	$2,878 + j0,364$
Струм фази В, I_B	1,514	169,15	$-2,102 + j0,403$
Струм фази С, I_C	0,895	226,49	$-0,871 - j0,918$
Струм прямої послідовності, I_1	1,358	17,029	$1,836 + j0,562$
Струм зворотної послідовності, I_2	0,766	- 7,869	$1,074 - j0,148$
Струм нульової послідовності, I_0	0,042	- 122,215	$- 0,032 - j0,05$
Струм замикання, \dot{I}_{ZAM}	1,89	59,457	$1,35 + j2,308$

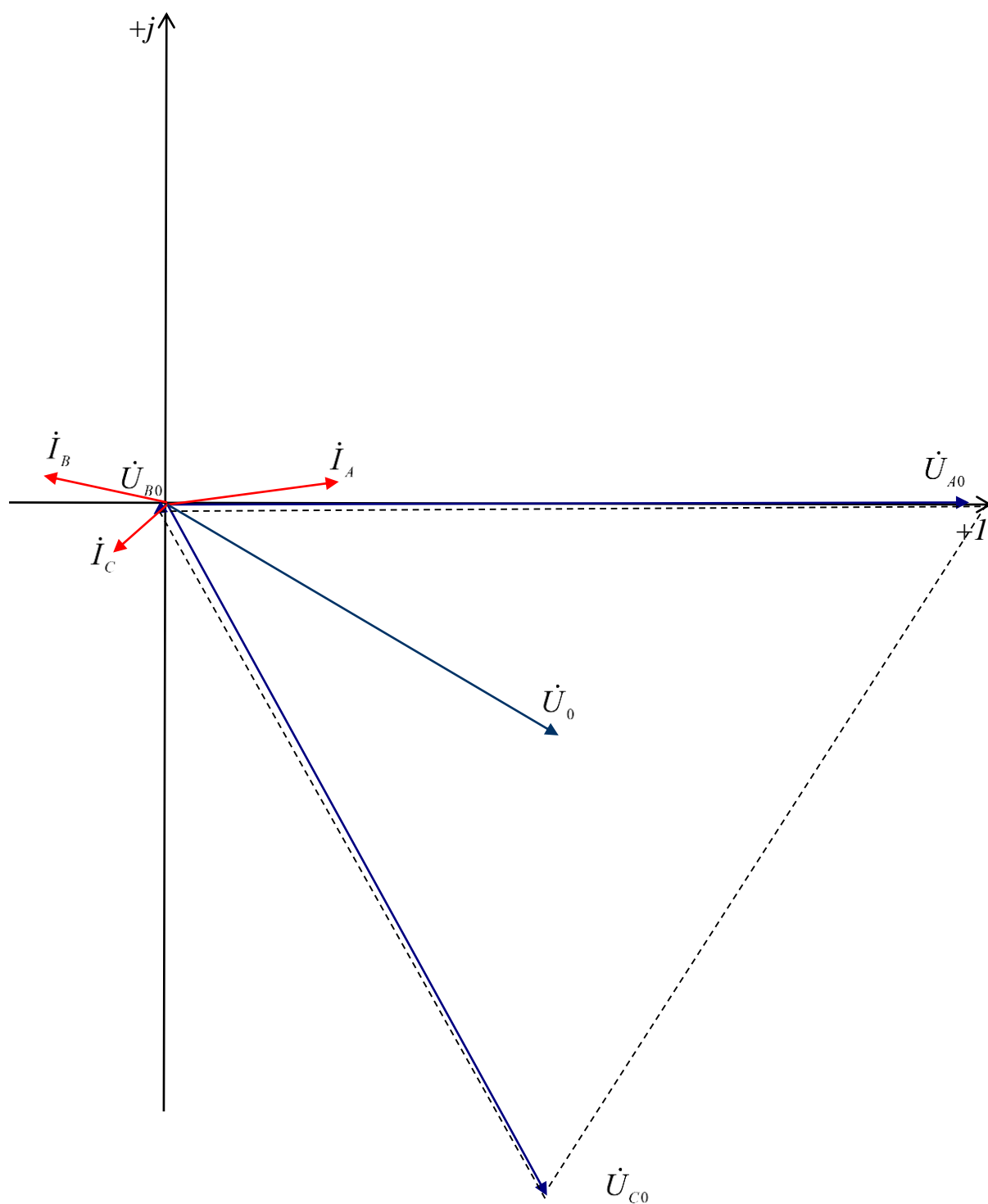


Рис.2.11. Векторна діаграма режиму замикання на відстані 6,1 км
фази B лінії СЦБ-2 (експеримент №3)

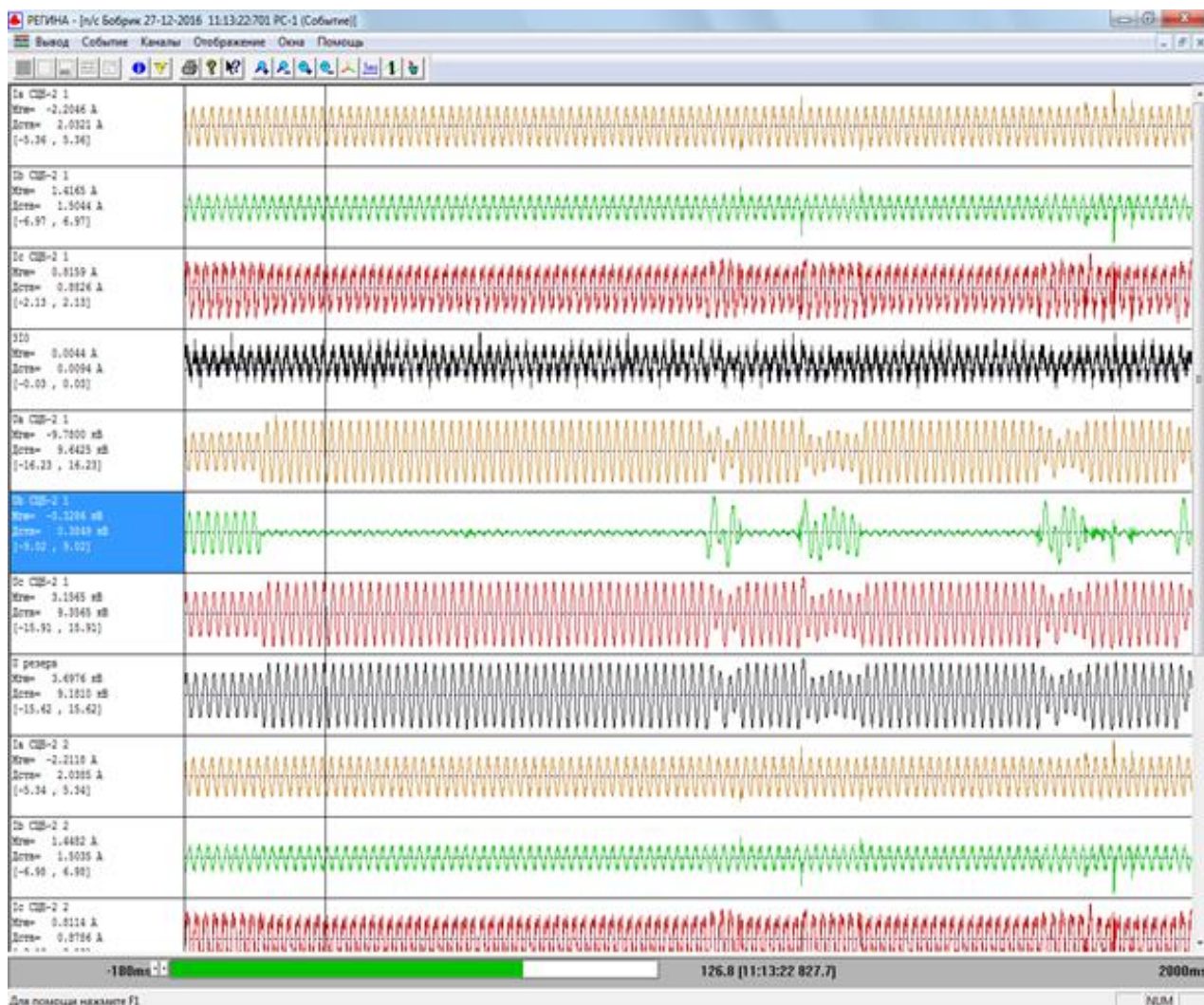


Рис.2.12. Осцилограмми режиму замикання фази B на відстані 6,1 км на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент № 5)

Таблиця 2.7.

Параметри режиму замикання на відстані 6,1 км фази В на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями 2х0,64 мкФ (експеримент № 5)

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги (струму), В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор напруги (струму), В, А
Напруга фази А, U_{A0}	10359,25	0	14650,19+j0
Напруга фази В, U_{B0}	147,55	242,42	-96,61 – j184,95
Напруга фази С, U_{C0}	10995,84	303,64	8614,53 – j12946,3
Напруга прямої послідовності, U_1	6050,2	33,345	7147,63+j4703,2
Напруга зворотної послідовності, U_2	278,2	-124,018	-220,14-j326,2
Напруга нульової послідовності, U_0	6276,9	-29,544	7722,7-j4377,1
Струм фази А, I_A	1,929	12,07	2,668 + j0,57
Струм фази В, I_B	7,765	229,01	-7,203 – j8,289
Струм фази С, I_C	1,232	233,19	-1,044 – j1,395
Струм прямої послідовності, I_1	2,54	85,635	0,273 + j3,582
Струм зворотної послідовності, I_2	3,01	0,35	4,254 + j0,026
Струм нульової послідовності, I_0	2,519	-121,474	-1,86 – j3,038
Струм замикання, \dot{I}_{ZAM}			-3,995 – j6,318

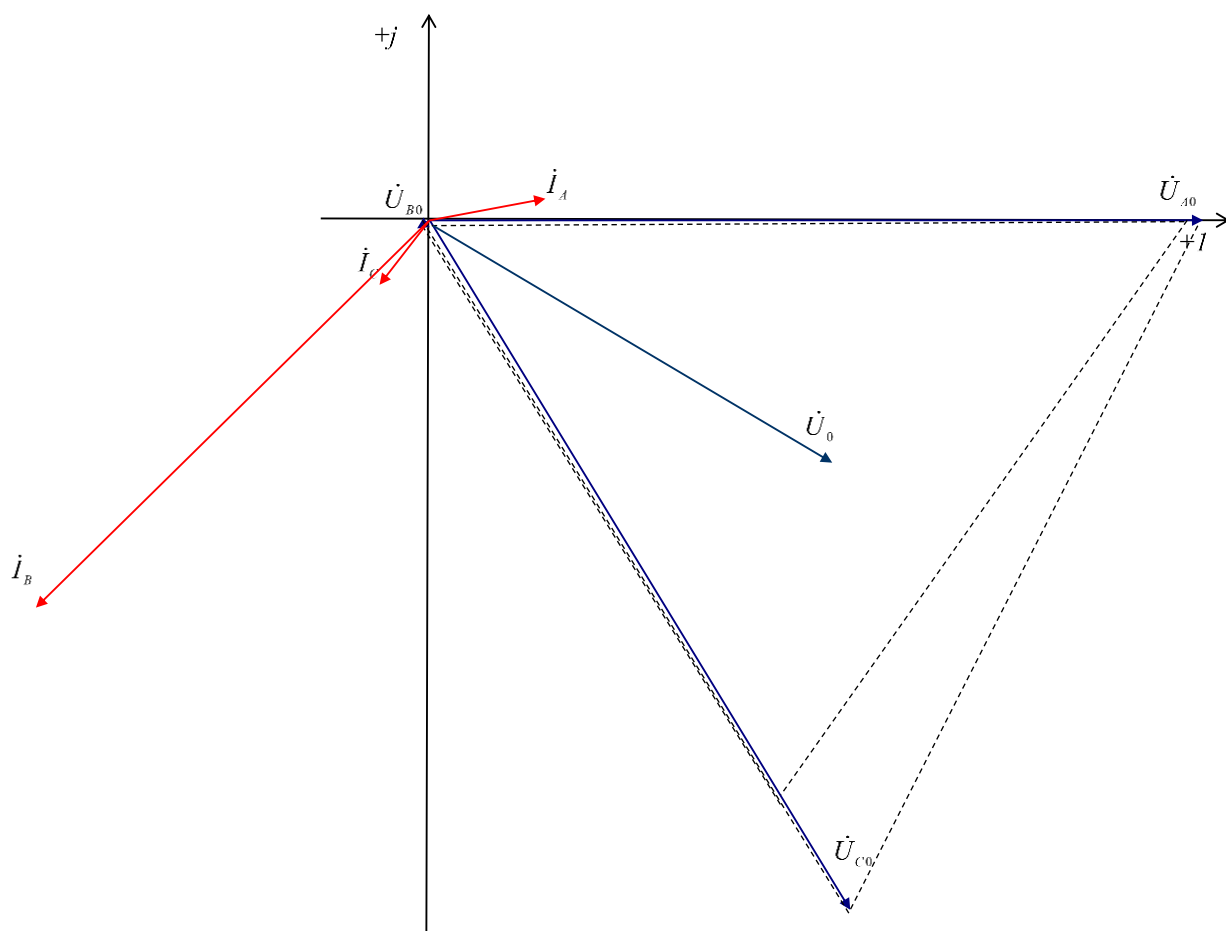


Рис.2.13. Векторна діаграма режиму замикання фази B на відстані 6,1 км на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент № 5)

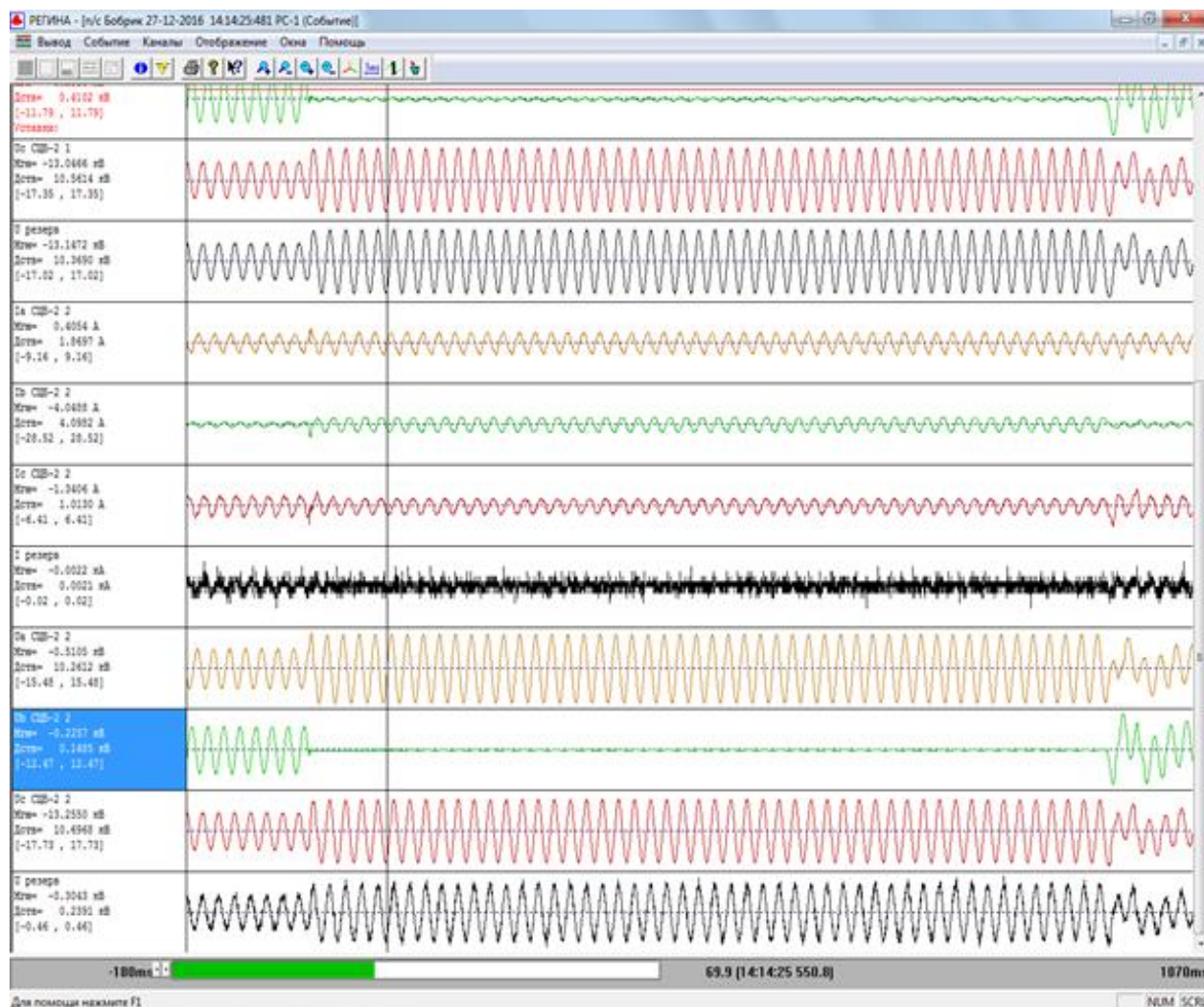


Рис.2.14. Осцилограмми режиму замикання фази *B* на відстані 22,7 км на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями 0,64 мкФ (експеримент № 18)

Таблиця 2.8

**Параметри режиму замикання на відстані 22,7 км фази В на лінії СЦБ-2
з підключеними ємностями 0,64 мкФ (експеримент № 18)**

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги або струму, В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор, В, А
Напруга фази А, U_{A0}	10266,9	0	$14519,6 + j0$
Напруга фази В, U_{B0}	144,9	263,27	$-24,01 - j203,5$
Напруга фази С, U_{C0}	10701,2	301,68	$7947,9 - j12878,8$
Напруга прямої послідовності, U_1	5983,8	31,978	$7178,3 + j4481,7$
Напруга зворотної послідовності, U_2	130,7	-139,146	$-139,8 - j120,9$
Напруга нульової послідовності, U_0	6123,1	-30,238	$7481,2 - j4360,7$
Струм фази А, I_A	1,872	8,88	$2,616 + j0,409$
Струм фази В, I_B	4,106	221,47	$-4,351 - j3,845$
Струм фази С, I_C	1,013	230,81	$-0,905 - j1,11$
Струм прямої послідовності, I_1	1,541	63,905	$0,958 + j1,957$
Струм зворотної послідовності, I_2	1,794	-0,734	$2,537 - j0,033$
Струм нульової послідовності, I_0	1,239	-120,142	$-0,88 - j1,516$
Струм замикання, \dot{I}_{ZAM}			$-1,062 - j1,839$

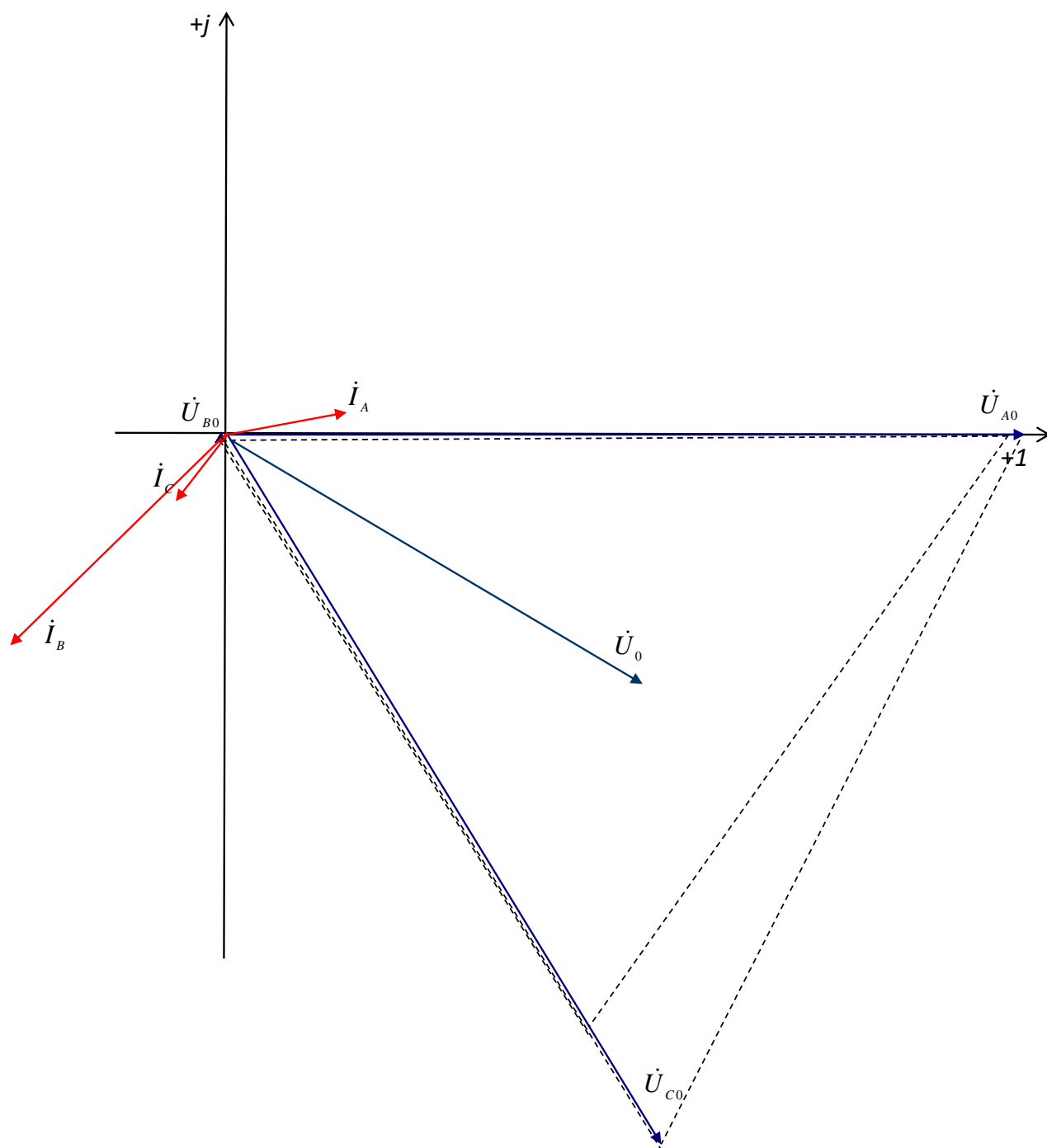


Рис.2.15. Векторна діаграма режиму замикання на відстані 22,7 км фази B на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями 0,64 мкФ (експеримент № 18)

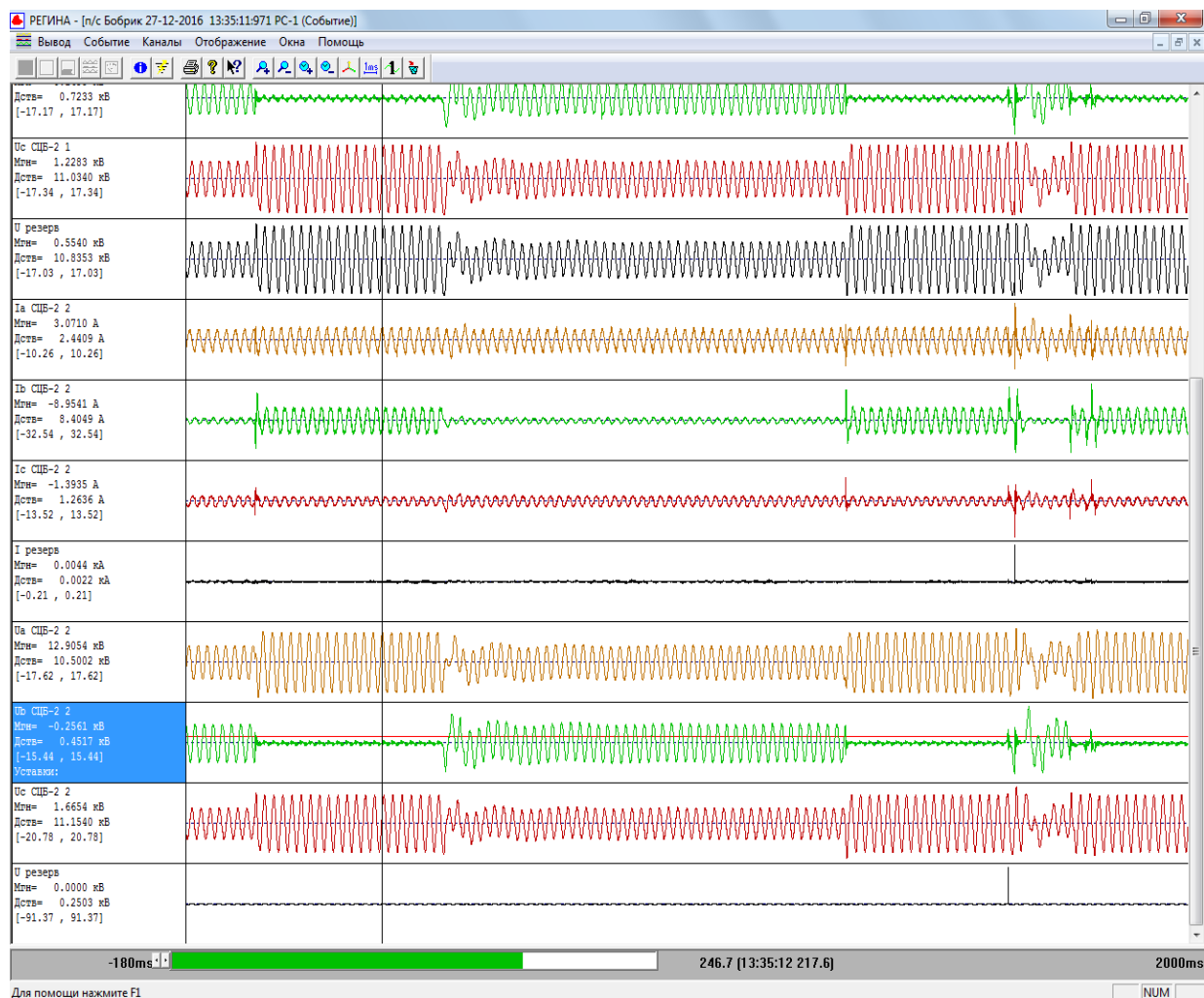


Рис.2.16. Осцилограмми режиму замикання фази *B* на відстані 22,7 км на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент № 11)

Таблиця 2.9

**Параметри режиму замикання на відстані 22,7 км фази В на лінії СЦБ-2
з підключеними ємностями 2х0,64 мкФ (експеримент № 11)**

Параметри режиму лінії СЦБ-2	Діюче значення напруги (струму), В, А	Кут між вектором напруги або струму й вектором напруги фази А, ел. град.	Вектор напруги (струму), В, А
Напруга фази А, U_{A0}	10529,0	0	14890,2+j0
Напруга фази В, U_{B0}	409,9	242,42	-268,39-j513,8
Напруга фази С, U_{C0}	11180,3	303,64	87590,0-j13163,5
Напруга прямої послідовності, U_1	5333,27	40,371	5746,2+j4885,6
Напруга зворотної послідовності, U_2	1124,97	-168,16	-1557,1-j326,4
Напруга нульової послідовності, U_0	5521,7	-35,72	6339,9-j4559,1
Струм фази А, I_A	2,456	12,07	3,397+j0,726
Струм фази В, I_B	8,472	229,01	-7,858-j9,043
Струм фази С, I_C	1,302	233,19	-1,103-j1,474
Струм прямої послідовності, I_1	2,807	83,623	0,4409+j3,945
Струм зворотної послідовності, I_2	3,402	0,536	4,811+j0,045
Струм нульової послідовності, I_0	2,655	-119,61	-1,855-j3,264
Струм замикання, \dot{I}_{ZAM}			-3,915-j7,497

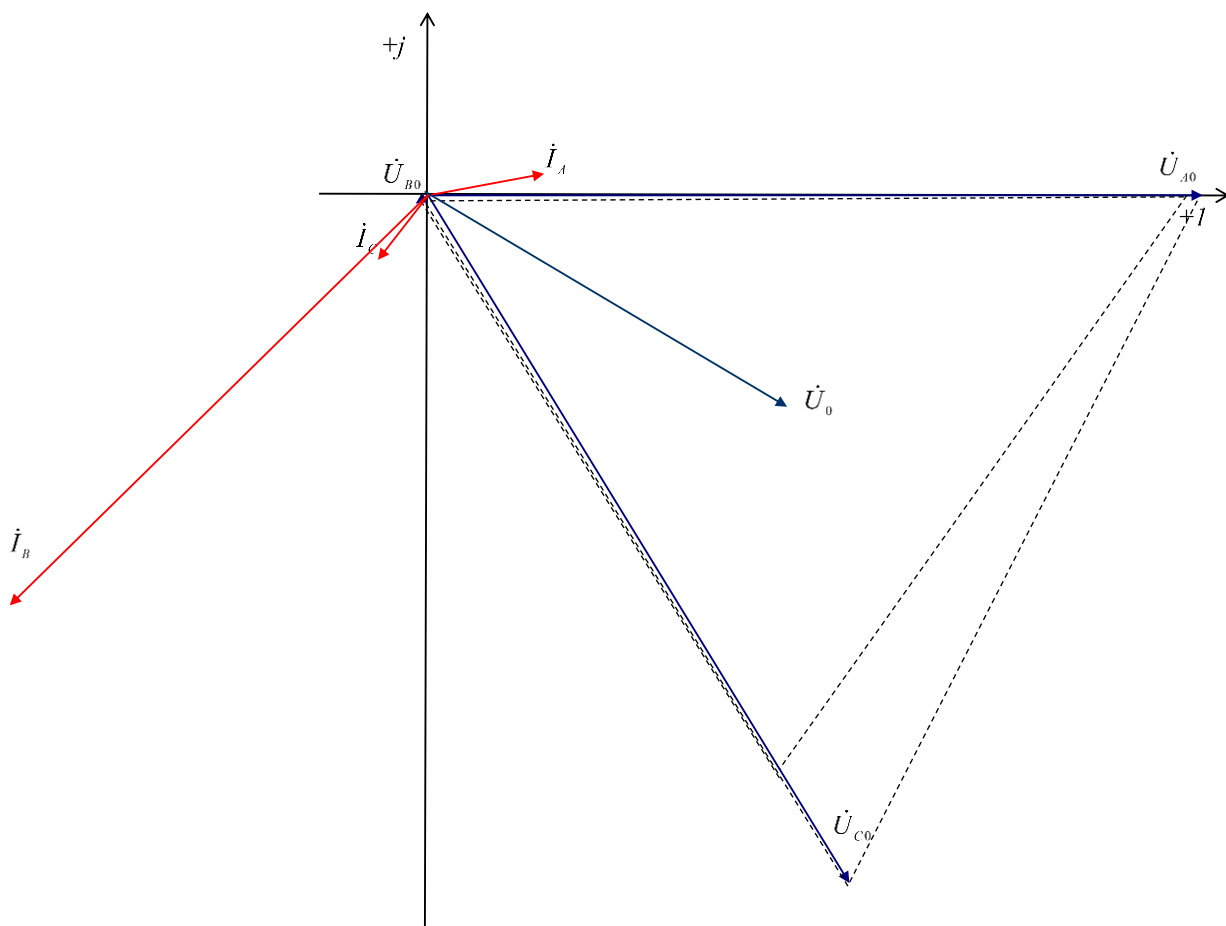


Рис.2.17. Векторна діаграма режиму замикання на відстані 22,7 км фази B на лінії СЦБ-2 з підключеними ємностями $2 \times 0,64$ мкФ (експеримент № 11)

Аналіз векторних діаграм замикання на землю у штатному режимі лінії (рис. 2.11) та у разі підключення ємностей (рис. 2.13, 2.15, 2.17) показує, що трикутник лінійних напруг збільшується при підключенні ємностей. Струм пошкодженої фази B також збільшується, а кут між вектором струму фази B й вектором напруги нульової послідовності зменшується до значення майже 90° .

2.3 Особливості режимів роботи та електромагнітного впливу для ліній з ізолюваною нейтраллю

Аналіз стану експлуатації ліній СЦБ показує, що підвищення надійності електропостачання навантаження ліній СЦБ можна забезпечити за рахунок:

- вдосконалення електричної схеми (заміна двох послідовно ввімкнених трансформаторів на один 6/6 кВ або 10/10 кВ);

- зменшення кількості однофазних замикань на землю завдяки вирівнювання значень напруги фаз по відношенню до землі;
- забезпечення швидкого та точного визначення місця виникнення однофазного замикання на землю.

Найбільш природним для визначення замикань на землю є контроль струму нульової послідовності.

Експериментальні дослідження режимів роботи ліній СЦБ показали, що на повітряні лінії без заземлення нейтралі суттєво впливає електромагнітний вплив від сусідніх ліній [38]. В [39] вказується на вплив контактної мережі на електричні мережі напругою до 1 кВ та необхідні засоби усунення цього впливу. Але в цій роботі не розглянуто вплив на повітряні лінії СЦБ. Такі дослідження необхідно виконати оскільки сучасні лінії СЦБ розташовані на відстані 10-20 метрів від фідерів контактної мережі 27,5 кВ. Це пов'язано з тим, що параметри режиму лінії використовуються для визначення місця замикання на землю, а також з метою оцінки рівня безпеки обслуговування ліній.

На рис. 2.18 наведені варіанти живлення контактного проводу та взаємне розташування ліній СЦБ й ДПР. Незважаючи на те, що напруга лінії ДПР індукуює напругу на лінії СЦБ, розташована на опорах ФКМ має напругу живлення 27,5 кВ, можна вважати, що через відносно велику ємність контактного проводу з його обладнанням саме напруга контактного проводу приймає основну участь у створенні наведеної напруги на лінії СЦБ. Виходячи з цього, вектор наведеної напруги на лінії СЦБ буде визначатись фазою напруги на контактному проводі.

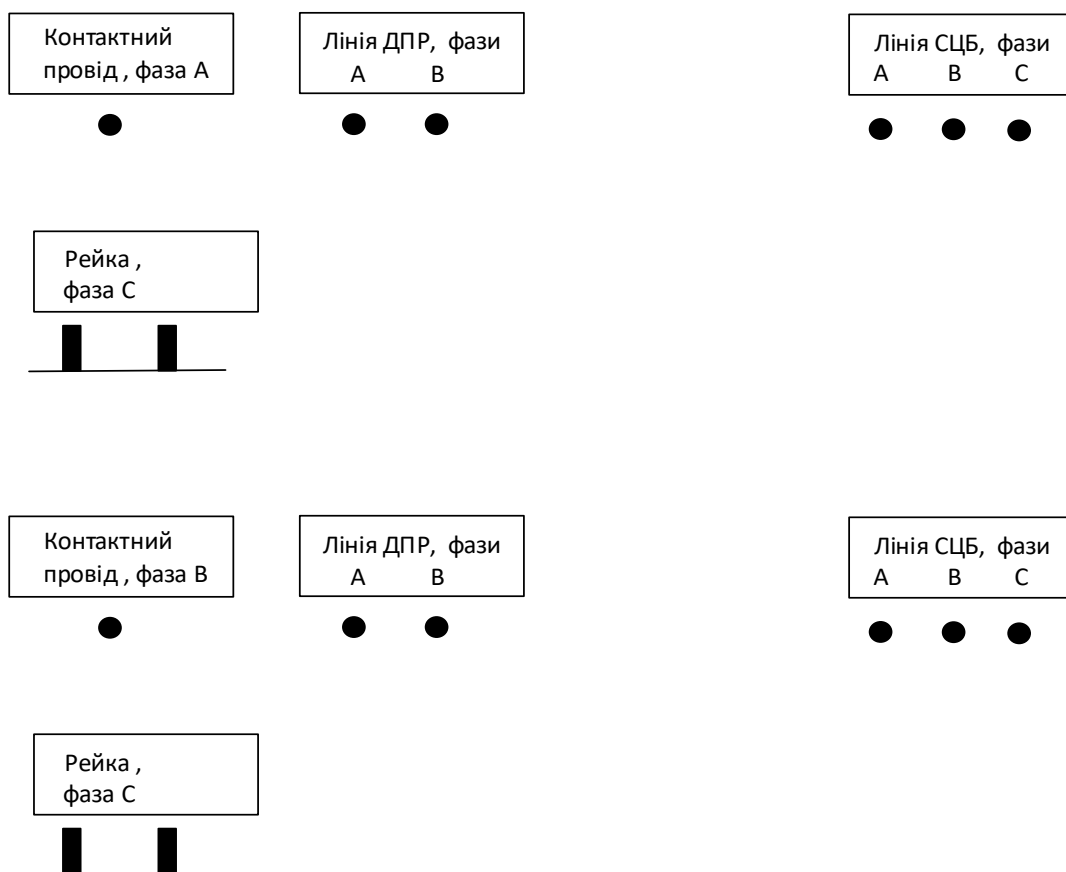


Рис. 2.18. Взаємне розташування і варіанти живлення
контактного проводу та ліній ДПР і СЦБ

Електричний вплив контактної мережі обумовлений наявністю ємнісного зв'язку між контактною мережею [38] і повітряною лінією СЦБ.

Наведена на лінії СЦБ напруга може бути визначена за виразом [38]:

$$U_E = U \frac{C_1 \cdot l_1}{C_2 \cdot l_2}, \quad (2.1)$$

де U – напруга контактної мережі; C_1 – ємність між контактною мережею та лінією СЦБ; C_2 – ємність між лінією СЦБ та землею; l_1 – довжина контактної мережі 27,5 кВ; l_2 – довжина лінії СЦБ, або її ділянки.

Магнітний вплив контактної мережі на лінію СЦБ обумовлений проходженням струму в контактній мережі проявляється у наведенні поздовжньої електрорушійної сили [21, 38, 40, 41, 42, 43]:

$$E_M = \omega \cdot I_p \cdot k_F \cdot \lambda \cdot M \cdot l, \quad (2.2)$$

де ω – кутова частота; I_p – розрахунковий струм контактної мережі на ділянці зближення з лінією СЦБ, А; k_F – коефіцієнт, що враховує гармонічні складові в тяговому струмі (для повітряної лінії $k_F = 1,25$; для кабелю з металевою оболонкою $k_F = 1$); λ – коефіцієнт екрануючої дії рейок; M – коефіцієнт взаємної індукції між контактною мережею та лінією СЦБ або іншим провідником, що підпадає під вплив (коефіцієнт взаємної індукції у залежності від відстані наближення ліній та опору ґрунту знаходиться у межах $700 \cdot 10^{-6} \div 1140 \cdot 10^{-6}$ Гн/км), Гн/км; l – довжина паралельного зближення контактної мережі з лінією СЦБ, км.

Якщо вважати, що лінія СЦБ проходить паралельно по всій довжині на відстані 10 метрів від контактної мережі із струмом 500 А, то для ділянки лінії СЦБ довжиною 36,6 км (довжина лінії СЦБ-2 ТП «Бобрик») на кожній фазі наводиться е.р.с.

$$E_M = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 500 \cdot 1,25 \cdot 0,45 \cdot 800 \cdot 10^{-6} \cdot 36,6 = 2587 \text{ В.}$$

Враховуючи, що в лінії СЦБ три фази, а також те, що вздовж всієї лінії підключене навантаження, можна вважати, що у нормальному режимі без зв'язку з землею поздовжня е.р.с. замикається і суттєво не впливає на параметри режиму лінії. У разі замикання однієї фази на землю поздовжня е.р.с. буде створювати напругу між фазою і землею [44, 45]. Значення цієї напруги залежить, в основному, від відстані до місця замикання та наявності й значення струму на відповідній ділянці контактної мережі. Через непередбачуваність основних факторів заздалегідь розрахувати цю напругу майже неможливо.

Виходячи з твердження впливу ФКМ, лінії ДПР на лінію СЦБ, на рис.2.19 та рис.2.20 наведені два варіанти векторних діаграм напруги ФКМ, лінії ДПР та лінії СЦБ (узагальнюючи, для зручності позначаємо як напругу лінії ДПР) [46, 47].

У нормальному режимі напруга \dot{U}_{AC} контактної мережі наводить у кожній фазі лінії СЦБ напругу $\Delta \dot{U}$, напрям якої співпадає з напрямом вектора \dot{U}_{CA} , а її значення визначається за формулою (2.1). Враховуючи те, що відстань між

фазами лінії СЦБ значно менша відстані між контактною мережею та лінією СЦБ, можна вважати, що у кожній фазі лінії СЦБ наводиться однакова напруга. Тому трикутники лінійних напруг будуть рівносторонніми (рис.2.19, 2.20) й зсунутими відносно центру. На рис. 2.90, 2.20 пунктиром показано трикутники лінійних напруг, з зіркою показані фазні напруги з урахуванням $\Delta \dot{U}$ – наведеної напруги від \dot{U}_{CA}

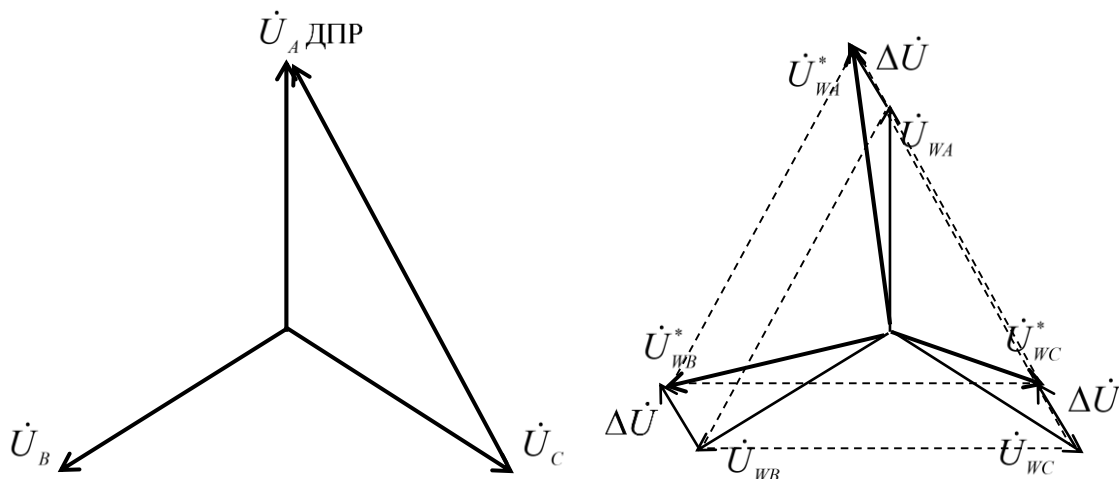


Рис.2.19. Вплив напруги \dot{U}_{CA} лінії ДПР на напруги фаз по відношенню до землі лінії СЦБ

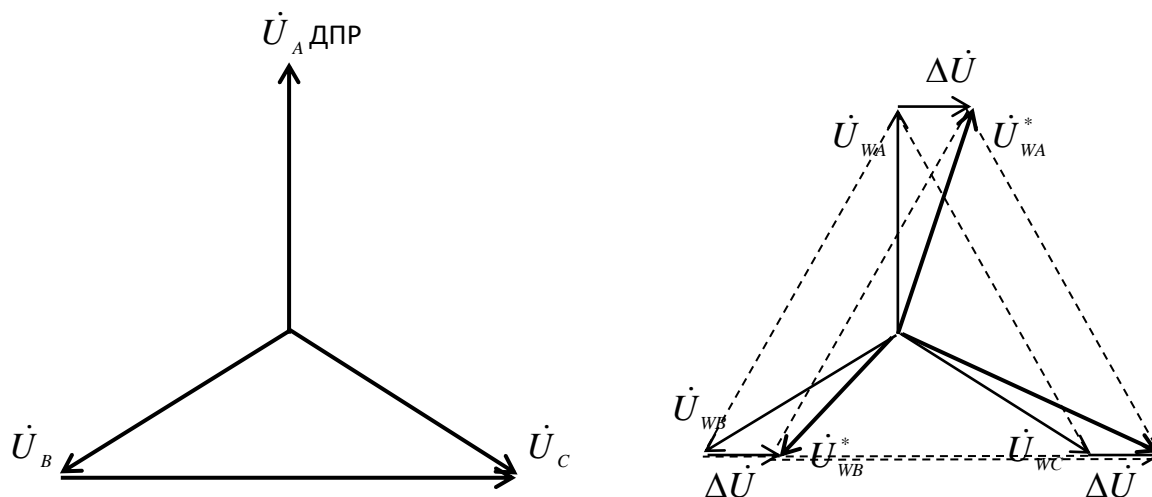


Рис.2.20 Вплив напруги \dot{U}_{BC} лінії ДПР на напруги фаз по відношенню до землі лінії СЦБ

У разі виникнення на лінії СЦБ замикання фази на землю наведена напруга у цій фазі буде визначатись значенням опору у місці замикання, а у непошкоджених фазах залишиться незмінною (рис.2.21). Відповідно трикутник лінійних напруг буде змінюватись у залежності від значення опору у місці замикання. Якщо в місці замикання є перехідний опір (у реальних умовах майже завжди є), то значення наведеної е.р.с. у пошкодженій фазі може складати від максимального значення до нуля. Відповідно буде спотворюватись трикутник лінійних напруг (рис.2.21, а).

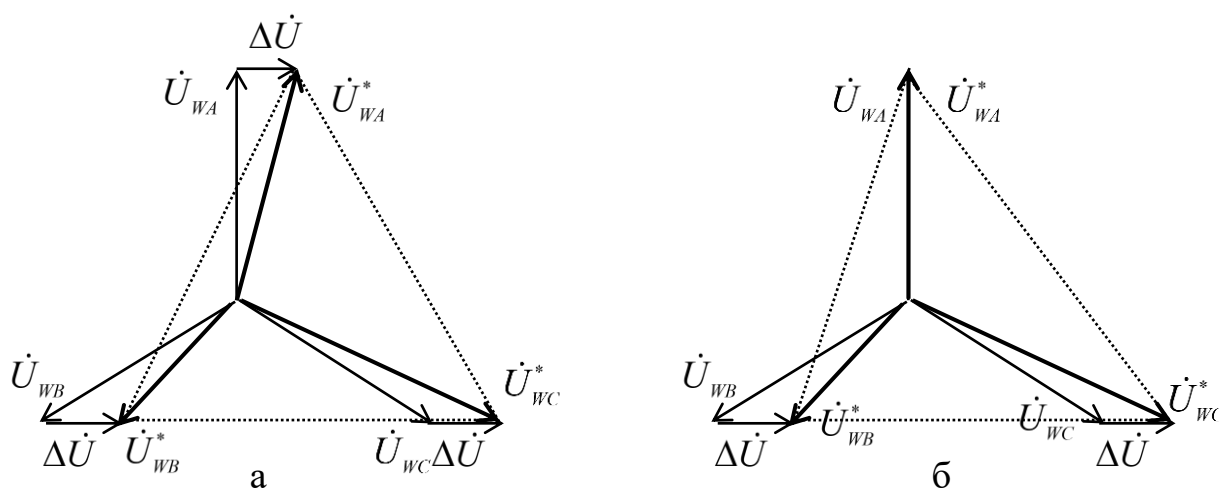


Рис.2.21. Трикутник лінійних напруг у разі замикання фази *A* на землю через великий опір (а) та у разі «металевого» замикання на землю (б)

2.4 Математична модель елементів системи електропостачання СЦБ

При використанні струму нульової послідовності у якості параметру режиму, який дозволяє визначати одночасно і сам факт виникнення замикання на землю і місце виникнення цього замикання, виникає проблема забезпечення точності вимірювання цього струму. При цьому необхідно враховувати, що у системи електропостачання СЦБ взагалі є проблема фіксації такого струму. Це обумовлено тим, що у звичайному уявленні електрична розподілена мережа відсутня. Одна лінія СЦБ і є мережею. Тому є принципова нагальна необхідність створення такого контуру нульової послідовності лінії СЦБ, при якому у разі

виникнення замикання можна звичайним шляхом визначити на початку лінії струму нульової послідовності. Складання векторів струмів трьох фаз дає вектор струму нульової послідовності. Амплітуда і зсув фази цього струму залежать від місця виникнення замикання фази на землю, а також від значення опору у місці замикання.

Зменшення опору нульової послідовності мережі призводить до збільшення струму нульової послідовності і внаслідок – до підвищення точності його вимірювання.

У загальному випадку найбільш бажаним є така конфігурація мережі, контур нульової послідовності якої змінюється таким чином, що забезпечує найбільшу різницю між значеннями струму нульової послідовності приєднання у робочому режимі й у разі виникнення замикання на землю. При цьому втрати електричної енергії повинні бути мінімальними. У багатьох випадках такі вимоги висуваються з метою забезпечення необхідної чутливості захистів від замикань на землю [47, 48].

2.4.1 Схема заміщення повітряної лінії СЦБ

У зв'язку із вибором методу дослідження – математичне моделювання – всі елементи мережі живлення СЦБ необхідно представити у вигляді схем заміщення, які з'єднуються між собою відповідно до електричної схеми з'єднань. Звичайно для повітряних ліній використовуються повні схеми заміщення (два поздовжніх опора лінії R і X та дві поперечні провідності B і G) при напрузі більше 330 кВ. Але розв'язання поставленого завдання для лінії 10 кВ з ізолюваною нейтраллю ґрунтується на струмах, які обумовлені провідностями B та G і тому вони повинні враховуватись.

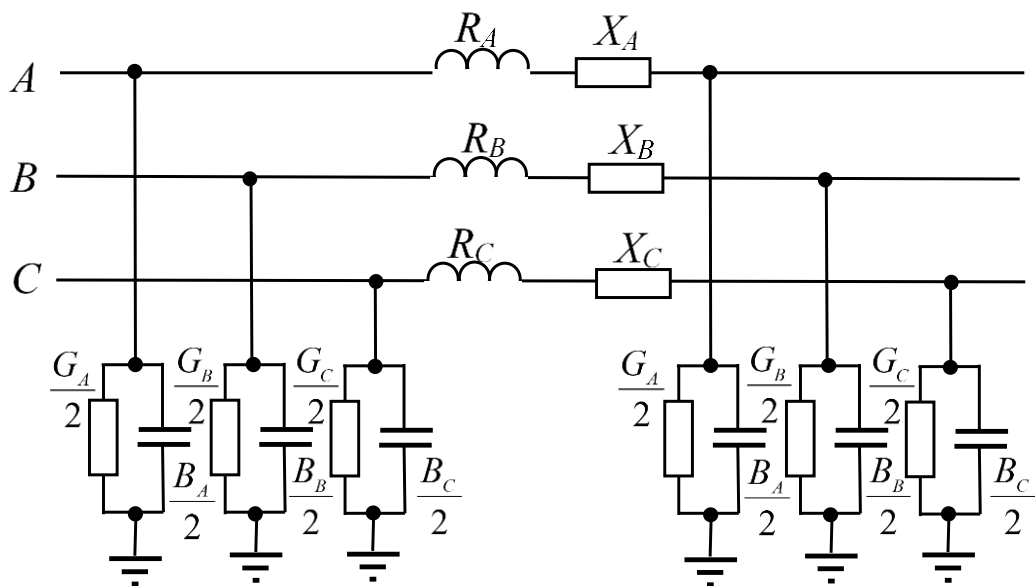


Рис.2.22. П-подібна трьохфазна схема заміщення повітряної лінії СЦБ 6-10 кВ

У якості схеми заміщення прийнята схема із зосередженими параметрами. Це пов'язано з тим, що схеми з рівномірно розподіленими параметрами використовуються з метою врахування фізики хвильових процесів передавання електричної енергії. Такі процеси необхідно враховувати для повітряних ліній, довжина яких перевищує 300-400 км, а кабельних ліній – 50-100 км [49, 50]. Максимально можлива довжина ліній СЦБ не перевищує вказаних значень.

2.4.2 Параметри елементів схеми заміщення лінії

Активний опір лінії довжиною в l км визначається [51]:

$$r_w = r_0 \cdot l,$$

r_0 – питомий активний опір, Ом/км.

Реактивний опір лінії визначається наступним чином:

$$x_w = x_0 \cdot l,$$

x_0 – питомий реактивний опір, Ом/км.

Якщо прийняти, що питомий індуктивний опір повітряної лінії однаковий для всіх фаз, то для усіх фаз середнє значення питомого реактивного опору:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,0157,$$

$r_{\text{пр}}$ – радіус проводу, см;

$D_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами фаз А, В, С:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}.$$

Питома ємнісна провідність лінії:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}}.$$

У якості елементів, що впливають на зменшення опору нульової послідовності можуть бути використані наявні елементи електричної мережі, що підключаються до обмотки трансформатора, який забезпечує живлення лінії СЦБ. Такими елементами можуть бути, наприклад, лінії СЦБ другої ділянки дистанції дороги.

Враховуючи, що це також повітряні лінії, вони мають відносно незначні ємності по відношенню до землі, а тому їх вплив буде незначним.

Шляхом підключення до лінії СЦБ трансформатора, обмотки високої напруги якого з'єднані по схемі «зірка», можна з'єднати нульову точку обмотки ВН із землею. У цьому випадку регулювати опір нульової послідовності можна або шляхом зміни потужності трансформатора, або за рахунок зміни опору між нулем трансформатора і землею.

Основним недоліком такого рішення є активні втрати електричної енергії.

2.5 Вдосконалення режиму роботи лінії з ізолюваною нейтраллю за рахунок використання ємностей

Шляхом підключення ємностей між кожною фазою обмотки ВН живлючого трансформатора і землею вдається суттєво зменшити опір нульової послідовності без збільшення втрат активної енергії (рис.2.22).

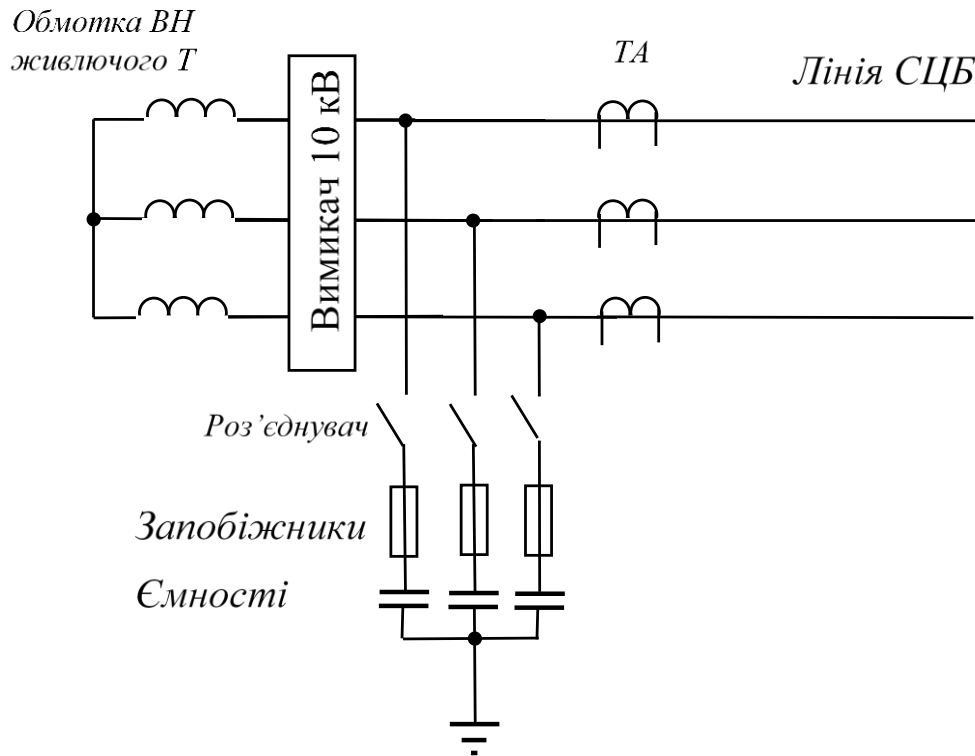


Рис.2.22. Схема підключення ємностей до лінії СЦБ

Основою вдосконалення системи електропостачання елементів СЦБ є використання трьох ємностей, які включаються між кожною фазою повітряної лінії СЦБ та землею. Таке включення забезпечує майже симетричність векторів напруг по відношенню до землі. Крім того, наявність вказаних ємностей позитивно впливає на підвищення точності запропонованого методу визначення місця замикання на землю. З метою обмеження значень струмів лінії, що виникають у разі замикання на землю, запропоновано автоматично відключати ємності до моменту усунення замикання.

2.6 Схема заміщення вузла електричної системи з лінією СЦБ

Призначення математичної моделі – проведення аналізу зміни параметрів режиму лінії у разі виникнення замикань на землю. Тому модель повинна відтворювати усі можливі пошкодження ізоляції у будь-якій фазі і точці лінії. Найбільш часто замикання на СЦБ виникають у зв'язку з погіршенням ізоляції або падінням гілок дерев.

Процес замикання на землю складається з двох етапів:

- перший починається безпосередньо з моменту зниження опору між однією з фаз та землею і наступного перехідного процесу;
- другий етап – усталений режим.

Перехідний процес у деяких випадках може бути періодичним. Оскільки замикання на землю на лінії СЦБ не потребує миттєвого відключення, то перехідний процес, яким супроводжується замикання, можна не розглядати. У зв'язку з цим прийнято моделювати сталі режими роботи лінії.

Припущення, що прийняті при моделюванні:

- лінія СЦБ має однакове виконання впродовж всієї довжини, тобто значення параметрів трьох фаз однакові;
- лінія може бути представлена зосередженими параметрами, оскільки довжина не перевищує 300 км;
- опір трьохобмоткового трансформатора не враховується, оскільки потужність живлючого трансформатора 0,4/10 значно менша;
- розподілене навантаження лінії розглядається як частково зосереджене.

При моделюванні режимів коротких замикань, а також замикань на землю, за шини незмінної напруги прийняті шини 10(6) кВ, що підключені до обмотки 10(6) кВ трьохобмоткового трансформатора. У цьому випадку до цих шин підключено джерело живлення лінії, яке складається з двох послідовно ввімкнутих трансформаторів: ТМ-100/10/0,4 (знижує напругу) та ТМ-100/0,4/10(6) (підвищує напругу) [23]. Початкова схема заміщення вузла електричної системи лінія СЦБ – трансформатор складена з П-подібних схем ділянок лінії, кожна з яких знаходиться між однофазними трансформаторами навантаження. Потім виконано еквівалентування з одного боку всіх ділянок, які знаходяться між джерелом живлення і місцем замикання, а з іншого боку еквівалентовані всі ділянки лінії, які знаходяться між точкою замикання і кінцем лінії. На рис. 2.23 наведена перетворена схема заміщення вузла електричної системи лінія СЦБ – трансформатор. На схемі використані наступні позначення:

$\dot{E}_A, \dot{E}_B, \dot{E}_C, \underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$ – комплексні е.р.с. та провідності джерела живлення;
 $\underline{Y}_4, \underline{Y}_5, \underline{Y}_6, \underline{Y}_{16}, \underline{Y}_{17}, \underline{Y}_{18}$ – комплексні поздовжні провідності лінії СЦБ;
 $\underline{Y}_7, \underline{Y}_8, \underline{Y}_9, \underline{Y}_{13}, \underline{Y}_{14}, \underline{Y}_{15}, \underline{Y}_{22}, \underline{Y}_{23}, \underline{Y}_{24}$ – комплексні поперечні провідності лінії
 $\underline{Y}_{10}, \underline{Y}_{11}, \underline{Y}_{12}, \underline{Y}_{19}, \underline{Y}_{20}, \underline{Y}_{21}$ – комплексні провідності навантаження лінії СЦБ;
 \underline{Y}_N – комплексна провідність заземлення нейтралі трансформатора.

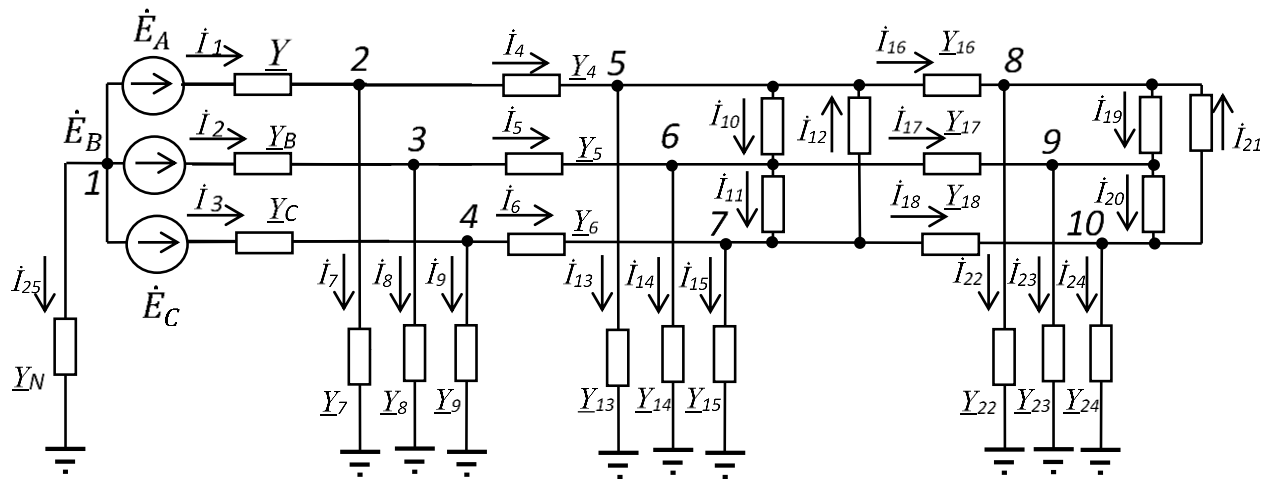


Рис. 2.23. Схема заміщення вузла електричної системи з лінією СЦБ

Математичне моделювання режимів роботи вузла електричної системи лінія СЦБ – трансформатор без урахування впливу ДПР виконується згідно моделі рис.2.23. Для розрахунку режимів обрано метод вузлових потенціалів у матричному вигляді. Рівняння для визначення потенціалів вузлів схеми

$$\varphi = \|g^{(y)}\|^{-1} \cdot J^{(y)},$$

де $\|g^{(y)}\|^{-1}$ – матриця, зворотна до матриці вузлових провідностей $g^{(y)}$, яка складається з урахуванням схеми заміщення (рис.2.23).

$$g^{(y)} = A \cdot g \cdot A^T,$$

де A - матриця з'єднань, $J^{(y)}$ – матриця-стовпець вузлових струмів:

$$J^{(y)} = \begin{pmatrix} -\dot{E}_A \cdot \underline{Y}_A - \dot{E}_B \cdot \underline{Y}_B - \dot{E}_C \cdot \underline{Y}_C \\ \dot{E}_A \cdot \underline{Y}_A \\ \dot{E}_B \cdot \underline{Y}_B \\ \dot{E}_C \cdot \underline{Y}_C \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

$$\dot{E}_A = \frac{10000 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}}; \dot{E}_B = \frac{10000 \cdot (-0,5 - j \cdot 0.866) \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}}; \dot{E}_C = \frac{10000 \cdot (-0,5 + j \cdot 0.866) \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Струми фаз визначаються

$$\dot{I}_1 = y_A \cdot (\varphi_0 - \varphi_1 - \dot{E}_A),$$

$$\dot{I}_2 = y_B \cdot (\varphi_0 - \varphi_2 - \dot{E}_B),$$

$$\dot{I}_3 = y_C \cdot (\varphi_0 - \varphi_3 - \dot{E}_C),$$

де $\varphi_0, \varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ – потенціали вузлів, відповідно 1, 2, 3, 4, що визначаються в результаті розрахунку.

Адекватність математичної моделі підтверджується співставленням результатів експериментів та розрахунків, що отримані:

- у нормальному робочому режимі розрахункове діюче значення фазного струму лінії СЦБ не відрізняється від дійсного;
- при тому ж замиканні на землю, але з'єднаній нульовій точці живлючого трансформатора з землею, дійсне значення струму к.з. складає 51 А, розраховане на моделі – 55,42 А, 8,7 % відхилення.

Перевірка адекватності математичної моделі проведена шляхом співставлення розрахункових і дійсних значень струмів та напруг у режимах:

- холостого ходу при замкненій на землю фазі С;
- робочого режиму при наявному навантаженні;
- робочого режиму при замкненій на землю фазі С;
- режим однофазного к.з. фази С.

Для моделювання впливу напруги ФКМ, лінії ДПР на лінію СЦБ використані експериментальні дані, згідно з якими напруга фаз у робочому режимі лінії СЦБ завдяки впливу ФКМ та лінії ДПР досягає 7-8 кВ замість 5,78 кВ у симетричному режимі. Така напруга може спричиняти загрозу електричному обладнанню, а у деяких випадках – загрожувати обслуговуючому персоналу (наприклад, при вимкненому вимикачеві лінії значення напруги фази по відношенню до землі наближається до 2 кВ).

Схема заміщення на лінії СЦБ з врахуванням впливу ФКМ та лінії ДПР наведена на рис. 2.24.

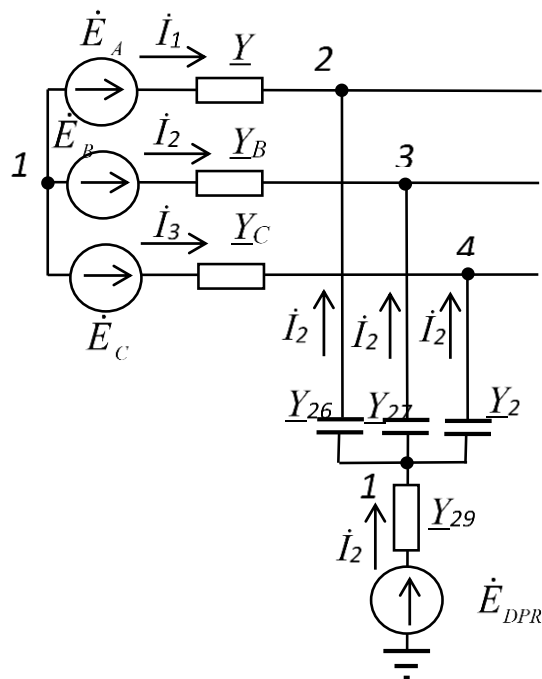


Рис.2.24. Схема заміщення для урахування впливу напруги ФКМ, ДПР

Математичне моделювання впливу ФКМ та ДПР виконується шляхом врахування джерела необмеженої потужності (лінія СЦБ майже не є навантаженням для ФКМ та ДПР) та ємнісним зв'язком, який враховує близьке розташування двох ліній [52].

При врахуванні впливу лінії ДПР матриця-стовпець вузлових струмів приймає наступний вигляд:

$$J^{(y)} = \begin{pmatrix} -\dot{E}_A \cdot \underline{Y}_A - \dot{E}_B \cdot \underline{Y}_B - \dot{E}_C \cdot \underline{Y}_C \\ \dot{E}_A \cdot \underline{Y}_A \\ \dot{E}_B \cdot \underline{Y}_B \\ \dot{E}_C \cdot \underline{Y}_C \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dot{E}_{\text{ДПР}} \cdot \underline{Y}_{29} \end{pmatrix}$$

Необхідне значення напруги впливу задається згідно із формулою:

$$E_{\text{ДПР}} = E_m \cdot (\sin(\delta) + j \cdot \cos(\delta))$$

За допомогою математичної моделі СЦБ виконані дослідження режимів роботи лінії при різних способах реалізації з'єднання з землею нейтралі [24, 148]. Результати моделювання режимів роботи повітряної лінії СЦБ наведені в табл. 2.10 (перехідний опір у місці замикання 1 Ом).

Таблиця 2.10.

Результати моделювання режимів роботи повітряної лінії СЦБ

Параметри режиму: діючі значення струмів фаз лінії СЦБ та їх суми, аргумент вектору суми	Ізольована нейтраль живлючого трансформатора		Заземлена нейтраль живлючого трансформатора ($Y_N=1$)		Заземлена нейтраль зірки трьох конденсаторів 5 мкФ	
	Робочий режим	Замикання фази на відстані 7,26 км	Замикання фази на відстані 7,26 км	Замикання фази на відстані 36,3 км	Замикання фази на відстані 7,26 км	Замикання фази на відстані 36,3 км
I_1 , А	2,284	3,081	55,418	45,837	47,671	44,292
I_2 , А	2,284	2,977	2,243	2,24	24,181	21,437
I_3 , А	2,284	1,918	1,815	1,805	27,325	26,535
I_4 , А	2,237	3,081	55,420	45,873	47,877	45,194
I_5 , А	2,237	2,883	2,203	2,055	3,453	2,679
I_6 , А	2,237	1,912	1,814	1,826	3,084	3,107
Модуль $I_4+I_5+I_6$, А	0	0,3	55,605	45,71	44,632	43,241
Аргумент $I_4+I_5+I_6$, рад.		-1,66	2,028	2,16	-2,018	-2,18

Аналіз отриманих результатів показує, що заземлення нейтралі живлючого трансформатора для визначення місця замикання на землю можна замінити заземленням нейтралі зірки трьох конденсаторів 5 мкФ, що підключені до фаз лінії. Зменшення діапазону зміни амплітуди струмів може бути компенсоване врахуванням додаткового фактору – фази вектору струму нульової послідовності. Так на рис. 2.25 (а) показані залежності струмів від відстані l_3 до місця замикання на землю (кінець лінії – 10 відносних одиниць): 1 – струм пошкодженої фази при заземленій нейтралі; 2 – струм пошкодженої фази при ізолюваній нейтралі з трьома ємностями по 5 мкФ; 3 – струм нульової послідовності при ізолюваній нейтралі з трьома ємностями по 5 мкФ.

На рис. 2.25 (б) для режиму ізолюваної нейтралі з трьома ємностями по 5 мкФ використано спосіб представлення координат кінця вектора струму нульової послідовності на комплексній площині. Це дає найбільш повне уявлення про залежність вектору $3I_0$ не тільки від відстані місця замикання (точки розташовані одна від одної на відстані 10 % від довжини лінії), а й від значення перехідного опору в місці замикання.

Значення струму на дійсній та уявній вісі вказані в амперах. Три криві починаються з різних точок координатної площини, тобто замикання в одній і тій же точці (початок лінії) супроводжуються появою різних векторів струму нульової послідовності. Показані координати кінця вектора струму нульової послідовності на комплексній площині у разі зміни віддаленості точки замикання фази на землю від початку лінії до її кінця. Перехідний опір у місці замикання: верхня крива – 1 Ом, середня крива – 10 Ом, нижня крива – 20 Ом.

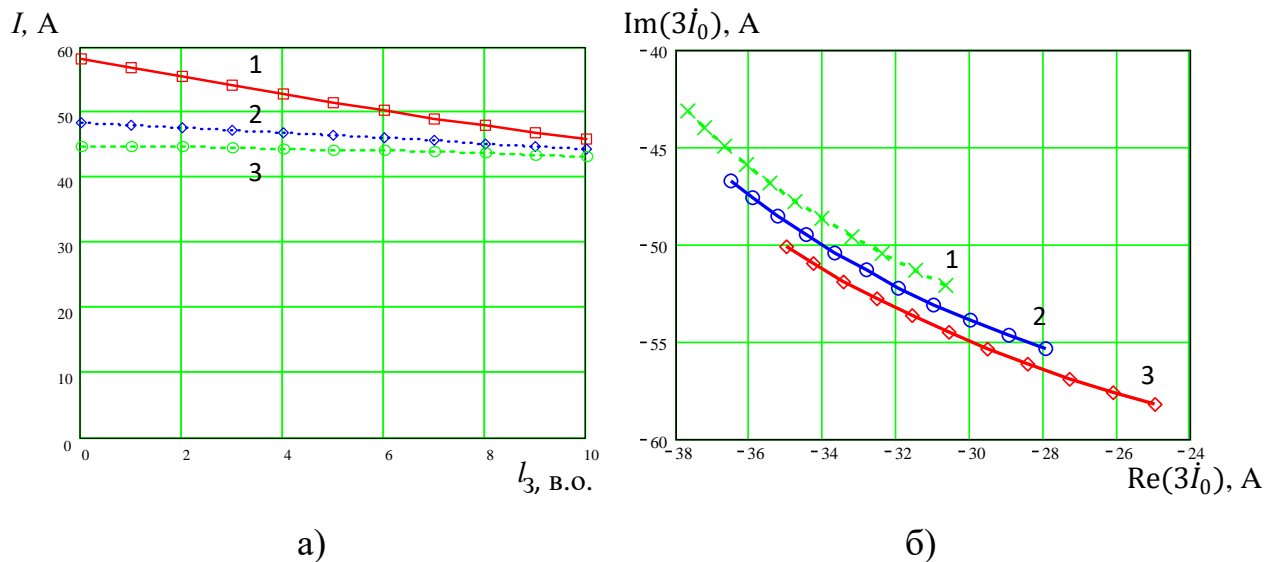


Рис. 2.25. Залежності струмів від відстані l_3 до місця замикання на землю

Основним засобом вирівнювання напруг фаз по відношенню до землі є використання ємностей, як це наведено на рис.2.22.

2.7 Схема заміщення вузла електричної системи з врахуванням електромагнітного впливу фідерів ФКМ та ДПР на лінію СЦБ

Вплив ліній ФКМ та ДПР, як це показано на рис. 2.24, можна враховувати введенням в схему заміщення елементів, які в повній мірі забезпечують реальну картину процесів в умовах живлення від системи шин напругою 27,5 кВ. Те, що ці дві лінії отримують живлення практично з однієї точки, дозволяє спростити вирази для визначення всіх складових, присутніх як в схемах заміщення, так і в розрахунках режимів. В схемах використані наступні позначення розрахункових складових:

$\vec{E}_{\text{ДПР}}$ – комплексна е.р.с. від впливу ФКМ та лінії ДПР, що знаходяться під напругою 27,5 кВ;

\underline{Y}_{29} – комплексна провідність від впливу ФКМ та ДПР;

\underline{Y}_{26} , \underline{Y}_{27} , \underline{Y}_{28} – комплексні провідності в схемі заміщення, перераховані відповідно для фаз A , B , C ;

\vec{I}_{26} , \vec{I}_{27} , \vec{I}_{28} – комплексні струми, перераховані відповідно для фаз A , B , C .

Решта позначень на рис. 2.26 запозичена з рис. 2.23.

Під час виконання розрахунків необхідно враховувати, що вплив на лінію СЦБ з боку лінії ФКМ відрізняється від впливу від ДПР не дивлячись на те, що вони обидві знаходяться під потенціалом напруги 27,5 кВ. Це стосується як конструктивних так і функціональних параметрів. Лінії ДПР виконуються трьома фазами, одна з яких – фаза *C* з'єднується глухо з землею. Навантаження фаз порівняно незначне, проте існує практично постійно. Лінії ФКМ виконуються, як правило, однією фазою, зазвичай *A* чи *B*, а фаза *C* з'єднується з рейками. Навантаження на ФКМ залежить від кількості потягів, які на даний час знаходяться на лінії і тому повинні враховуватись в «*online*» режимі. Впливовими, як бачимо з цих прикладів, будуть як електричні так і магнітні зв'язки, що необхідно враховувати в математичних моделях при формуванні комплексних провідностей \underline{Y}_{26} , \underline{Y}_{27} , \underline{Y}_{28} та \underline{Y}_{29} , а також струмів \dot{I}_{26} , \dot{I}_{27} , \dot{I}_{28} та \dot{I}_{29} , що показані на рис 2.26.

Виходячи з концепції інтелектуальної електричної мережі визначення факту виникнення і місця виникнення замикання фази на землю повинно бути організоване в автоматичному режимі. При цьому до основних вимог алгоритму визначення висувається дві основних вимоги:

- час визначення повинен складати не більше 10 секунд;
- похибка визначення місця замикання не повинна перевищувати ± 50 метрів.

Фактори, які негативно впливають на точність визначення місця замикання фази на землю лінії СЦБ:

- ізолювана нейтраль трансформатора, який забезпечує живлення лінії, через що значення струму замикання в основному визначається великим опором нульової послідовності;
- опір у місці замикання, значення якого невідоме та може у різних випадках змінюватись у значному діапазоні: від нуля до десятків і сотень Ом;
- навантаження лінії розподілене по всій довжині лінії, а його значення у різних точках лінії постійно змінюється.

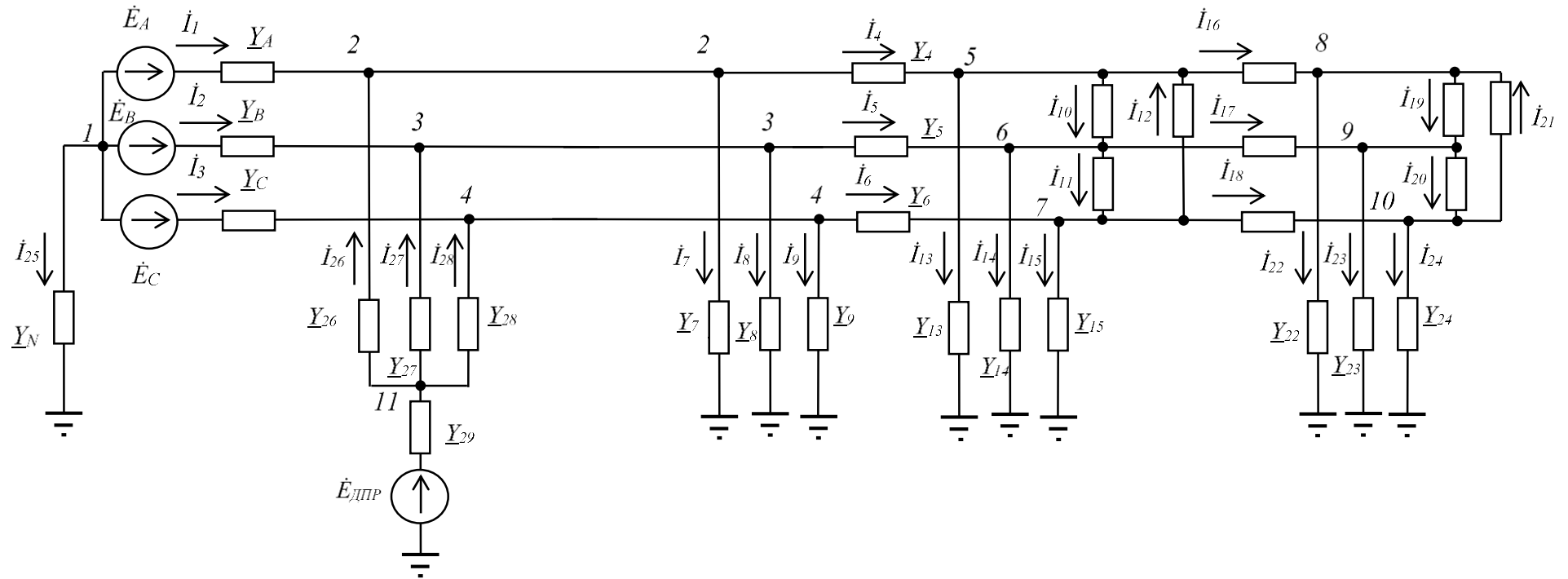


Рис. 2.26. Схема заміщення вузла електричної системи з лінією СЦБ з урахуванням впливу від ФКМ та лінії ДПР

2.8 Висновки до розділу 2

1. З метою підвищення надійності роботи ліній СЦБ за рахунок вирівнювання напруг фаз лінії СЦБ рекомендується підключення ємностей по відношенню до землі. Додатково у цьому випадку виникає збільшення струмів замикання на землю, що позитивно впливає на точність визначення відстані замикання на землю. Значення встановлюваних ємностей рекомендується вибирати з врахуванням параметрів лінії та електромагнітного впливу сусідніх ліній ФКМ та ДПР.

2. Необхідна точність визначення місця замикання на землю забезпечується за рахунок перевищення аварійної складової над похибками вимірювання параметрів режиму шляхом збільшення струмів замикання, що приводить до збільшення частки аварійної складової на тлі робочих струмів навантаження.

3. Лінії з ізолюваною нейтраллю схильні до впливу на них сусідніх ліній ДПР та ФКМ за рахунок ємнісних зв'язків та взаємної індукції, що приводить до наведення напруги та поздовжньої електрорушійної сили. Наведені чинники повинні бути врахованими під час розрахунків віддалей до місць замикань.

4. Забезпечення точності розрахунків віддалей до місця замикання за допомогою математичної моделі вимагає використання схеми заміщення лінії з ізолюваною нейтраллю, яка враховує як поздовжні опори, так і поперечні провідності. З цією метою прийнята П-подібна схема із зосередженими параметрами, активний та реактивний опори якої можуть бути враховані ще на етапі проектування.

5. Запропонована математична модель адекватно відтворює пошкодження ізоляції, які можуть виникати на лінії з ізолюваною нейтраллю. Врахування впливу ліній ДПР і ФКМ на мережу СЦБ в усталених режимах виконується через введення джерела необмеженої потужності, а також ємнісними та індуктивними зв'язками, які враховуються при визначенні комплексних провідностей в схемі заміщення лінії з ізолюваною нейтраллю.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ДО МІСЦЯ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ СИСТЕМИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО АВТОБЛОКУВАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ

3.1 Алгоритм визначення відстані до місця замикання фази на лінії СЦБ

3.1.1 Параметри режиму лінії у разі замикання фази на землю

Вихідні дані для розрахунку:

- вектори струмів фаз A, B, C : $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$;
- вектори напруг фаз по відношенню до землі;
- питомі параметри опорів лінії r_0, x_0, b_0, g_0 довжина лінії та її конструктивні дані.

Першим кроком є визначення факту виникнення замикання фази на землю, та визначення фази лінії, на якій відбулось замикання [53, 54, 55].

Визначення факту виникнення замикання досить надійно виконується шляхом неперервного вимірювання і співставлення з уставкою напруги нульової послідовності [56, 57]. У зв'язку з тим, що у разі «металічного» замикання вторинна напруга нульової послідовності $3U_0$ складає 100 В, уставка може обиратись досить високою, до 100 В. Але чим менше уставка $3U_0$, тим при більшому значенні перехідного опору у місці замикання R_3 може бути виявлено замикання. У зв'язку з цим у багатьох випадках уставка може бути прийнята (5-10) В (відстроєна від напруги небалансу) [57].

Основа алгоритму визначення місця замикання полягає в тому, що при значенні опору всієї лінії \underline{Z}_L визначається опір ділянки лінії від початку лінії (місце встановлення трансформаторів струму) до місця замикання

$\underline{Z}_L^* = R_L^* + jX_L^*$. Потім необхідно розділити визначене значення \underline{Z}_L^* на питомі параметри лінії й таким чином визначити відстань l_3 до місця замикання.

Опір \underline{Z}_L^* може бути розрахований шляхом ділення падіння напруги на цьому опорі U_L^* від струму лінії у пошкодженій фазі I_A [58]. Схема заміщення, яка відповідає цьому випадку, наведена на рис.3.1 (активні опори ємностей не враховані).

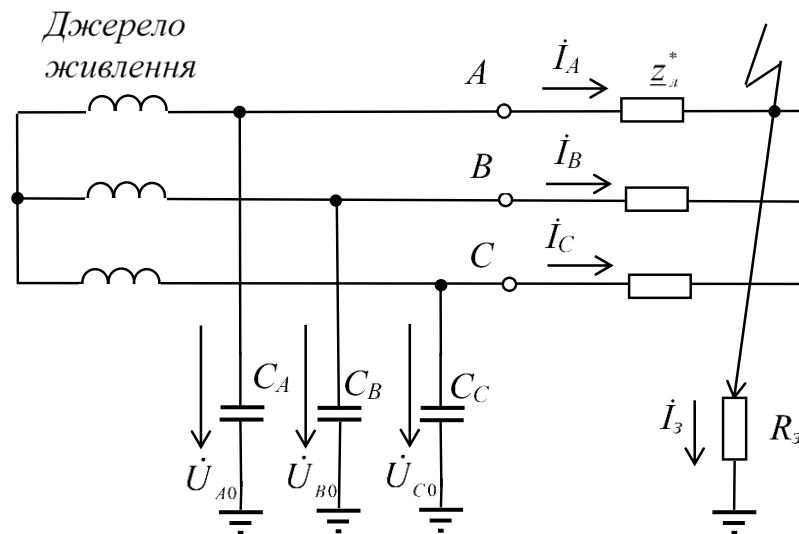


Рис.3.1. Схема заміщення ділянки лінії СЦБ з встановленими ємностями

Відповідно до схеми заміщення (рис.3.1) на підставі закону Кірхгофа рівняння для напруги пошкодженої фази лінії на початку лінії (без врахування зміни значення струму I_A вздовж лінії через наявність на ній розподіленого навантаження):

$$\dot{U}_{A0} = I_A \cdot \underline{Z}_L^* + I_3 \cdot R_3. \quad (3.1)$$

На перший погляд рівняння (3.1) не має однозначного розв'язку, оскільки в ньому є дві невідомі величини: \underline{Z}_L^* та R_3 . Але у зв'язку з тим, що у рівняння входять комплексні величини, воно може бути розв'язаним [55, 60].

Для розв'язання рівняння (3.1) необхідно знати не тільки напругу \dot{U}_{A0} та струм I_A , які безпосередньо вимірюються за допомогою вимірювального трансформатора напруги та вимірювального трансформатора струму, а ще й

струму \dot{I}_3 , який проходить через перехідний опір R_3 у місці замикання. Цілком зрозуміло, що струм \dot{I}_3 вимірюванню не підлягає.

Згідно з класичним підходом вважається, що через місце замикання проходить струм нульової послідовності $3\dot{I}_0$ [61], який може бути визначений шляхом знаходження суми векторів струмів трьох фаз:

$$3\dot{I}_0 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C. \quad (3.2)$$

Але з іншого боку це не зовсім відповідає дійсності. Розглянемо складові струму замикання за допомогою схеми заміщення на рис. 3.2. (без врахування впливу власної ємності фази А лінії СЦБ).

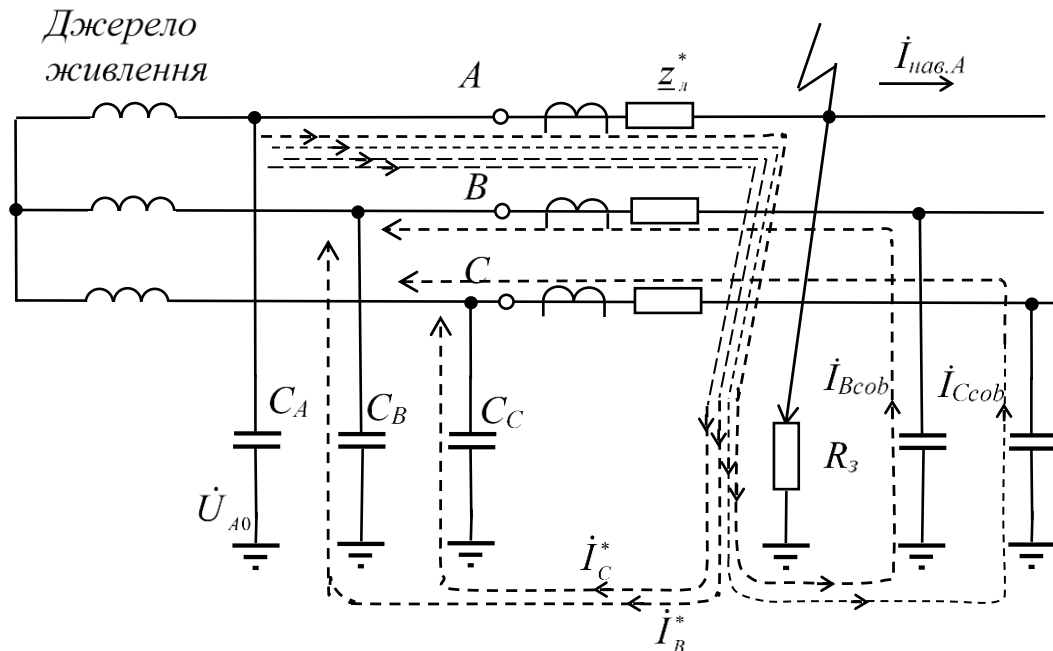


Рис. 3.2. Схема заміщення ділянки СЦБ та розподіл струмів у разі замикання на землю фази А

На рис. 3.2 місця вимірювання струмів фаз відповідають місцям встановлення трансформаторів струму (ТАА, ТАВ, ТАС).

Вектор струму фази А складається з наступних складових:

- векторів струмів \dot{I}_B^* та \dot{I}_C^* , які обумовлені зосередженими (додатковими) ємностями відповідно C_B та C_C ;

- векторів струмів $\dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}}$ та $\dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}}$, які обумовлені власними ємностями фаз В та С лінії СЦБ по відношенню до землі;
- вектора струму навантаження фази $\dot{I}_{A_{\text{наВ}}}$.

Таким чином, вектор струму фази А:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_B^* + \dot{I}_C^* + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{A_{\text{наВ}}}.$$

Вектор струму, що проходить через місце замикання, на підставі аналізу схеми заміщення і розподілу струмів (рис.3.2):

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_B^* + \dot{I}_C^* + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}}. \quad (3.3)$$

При цьому струми фаз визначаються наступним чином:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{A_{\text{наВ}}} + \dot{I}_B^* + \dot{I}_C^* + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}}, \quad (3.4)$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_{B_{\text{наВ}}} - \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} \quad (3.5)$$

$$\dot{I}_C = \dot{I}_{C_{\text{наВ}}} - \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}} \quad (3.6)$$

Підставимо (3.4) – (3.6) в (3.2):

$$3\dot{I}_0 = \dot{I}_{A_{\text{наВ}}} + \dot{I}_{B_{\text{наВ}}} + \dot{I}_{C_{\text{наВ}}} + \dot{I}_B^* + \dot{I}_C^* \quad (3.7)$$

Навантаження лінії не зв'язане з землею, а тому не створює струмів нульової послідовності [44] і сума струмів навантаження фаз в (3.7) дорівнюється нулю.

Тоді з (3.7) отримаємо:

$$3\dot{I}_0 = \dot{I}_B^* + \dot{I}_C^* \quad (3.8)$$

Порівняння (3.8) з (3.3) показує, що для визначення струму, що проходить через перехідний опір R_3 , до струму $3\dot{I}_0$ необхідно додати струми $\dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}}$ та $\dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}}$, тобто рівняння (3.3) записати:

$$\dot{I}_3 = 3\dot{I}_0 + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}} \quad (3.9)$$

Ємнісні струми, що обумовлені власною ємністю фаз В і С по відношенню до землі, визначаються з урахуванням реальних напруг відповідних фаз, які збільшуються при замиканні однієї з фаз:

$$\dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} = \dot{U}_{B0} \cdot (-j\omega C_{B_{\text{ВЛС}}}),$$

$$\dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}} = \dot{U}_{C0} \cdot (-j\omega C_{C_{\text{ВЛС}}}).$$

Розглянемо один з варіантів розв'язання рівняння (3.1). При цьому будемо враховувати, що перехідний опір R_3 активний, а тому напрямок напруги на ньому збігається з напрямком вектору струму \dot{I}_3 . Напрямок падіння напруги на опорі лінії визначається напрямком вектору струму фази A , а також кутом лінії φ_L [62]. Значення кута φ_L може бути однаковим впродовж всієї лінії, або змінюватись на окремих ділянках. В будь-якому випадку цей кут визначається з виразу $\operatorname{tg} \varphi_L = \frac{X_L}{R_L}$.

Зобразимо на комплексній площині векторну діаграму, що відповідає рівнянню (3.1) та рис. 3.2.

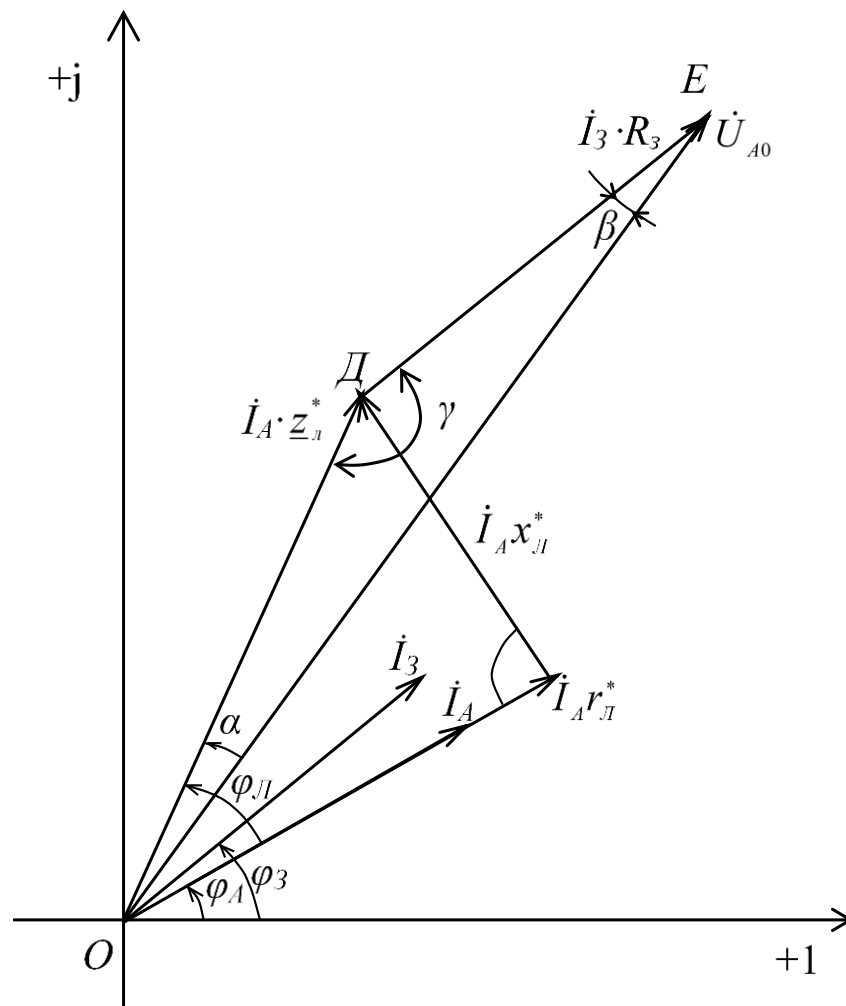


Рис.3.3. Векторна діаграма струмів та напруг у разі замикання на землю
(Z_L^* опір ділянки лінії до місця замикання)

Розв'язання рівняння (3.1) полягає в тому, щоб знайти координати точки D перетинання векторів падіння напруг $\dot{I}_3 \cdot R_3$ та $\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*$. У трикутнику ODE одна із сторін відома на підставі вимірювань – \dot{U}_{A0} . Тому необхідно розрахувати кути α , β та γ , і на підставі використання теореми синусів або подібних теорем, що відображають співвідношення кутів та сторін трикутника [63], визначити падіння напруги $\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*$.

3.1.2 Послідовність розрахунків у разі визначення відстані до замикання

На підставі розглянутих співвідношень запропоновано наступну послідовність обчислювань для визначення місця замикання, наприклад, фази A :

1. Визначення власних ємнісних струмів фаз B і C лінії СЦБ:

$$I_{B_{\text{ВЛС}}} = \dot{U}_{B0} \cdot (-j\omega C_{B_{\text{ВЛС}}}),$$

$$I_{C_{\text{ВЛС}}} = \dot{U}_{C0} \cdot (-j\omega C_{C_{\text{ВЛС}}});$$

2. Визначення вектору струму \dot{I}_3 , який проходить через місце замикання (через опір R_3):

$$\dot{I}_3 = 3\dot{I}_0 + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}} = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}}.$$

У разі замикання через опір R_3 , який відрізняється від нуля, необхідно враховувати струм, який створює ємність пошкодженої фази

$$\dot{I}_3 = 3\dot{I}_0 + \dot{I}_{A_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{B_{\text{ВЛС}}} + \dot{I}_{C_{\text{ВЛС}}},$$

$$\dot{I}_{A_{\text{ВЛС}}} = \dot{U}_{A0} \cdot (-j\omega C_{A_{\text{ВЛС}}});$$

3. Визначення кута зсуву φ_3 вектора струму \dot{I}_3

$$\varphi_3 = \arctg \frac{\text{Im}(\dot{I}_3)}{\text{Re}(\dot{I}_3)},$$

кута зсуву φ_A вектора струму фази A :

$$\varphi_A = \arctg \frac{\text{Im}(\dot{I}_A)}{\text{Re}(\dot{I}_A)},$$

кута φ_L зсуву лінії:

$$\varphi_L = \arctg \frac{X_L}{R_L},$$

кута зсуву φ_{U_A} вектора напруги фази A по відношенню до землі:

$$\varphi_{U_A} = \arctg \frac{\text{Im}(\dot{U}_{A0})}{\text{Re}(\dot{U}_{A0})};$$

4. Визначення кута β та α трикутника ODE :

$$\beta = \varphi_{U_A} - \varphi_3,$$

$$\alpha = \varphi_A + \varphi_L - \varphi_{U_A};$$

5. Визначення кута γ із співвідношення кутів трикутника ODE :

$$\gamma = \pi - (\alpha + \beta);$$

6. Виходячи з теореми синусів для трикутника ODE

$$\frac{\dot{I}_3 \cdot R_3}{\sin \alpha} = \frac{\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*}{\sin \beta} = \frac{\dot{U}_{A0}}{\sin \gamma}$$

визначається падіння напруги на ділянці лінії СЦБ, опір якої складає \underline{Z}_L^* :

$$\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^* = \dot{U}_{A0} \frac{\sin \beta}{\sin \gamma}. \quad (3.10)$$

В цьому випадку виникає додаткова складова похибки через те, що не враховується кут α , а тому напрям падіння напруги $\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*$ співпадає з напрямом вектора напруги \dot{U}_{A0} . Більш точно падіння напруги $\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*$ можна знайти, якщо визначити модуль вектора напруги \dot{U}_{A0} і «повернути» його на кут β ;

7. Визначається комплексний опір ділянки лінії \underline{Z}_L^* від початку лінії до місця замикання

$$\underline{Z}_L^* = \frac{\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*}{\dot{I}_A};$$

8. Розрахункова віддаленість до точки замикання у відносних одиницях по відношенню до всієї довжини лінії

$$b_r = \frac{\underline{Z}_L^*}{r_0 \cdot l_{\text{СЦБ}} + j \cdot x_0 \cdot l_{\text{СЦБ}}};$$

9. Похибка визначення віддаленості по відношенню до дійсного (в математичній моделі до заданого) значення b :

$$\Delta b\% = \frac{|b_r| - b}{b} \cdot 100\%.$$

Метод визначення місця замикання необхідно доповнити за рахунок визначення опору R_3 у місці замикання. Якщо відомо значення R_3 , то з'являється можливість припускати характер або вид замикання – металічне або через зачеплення гілкою дерева. Завдяки цьому зменшується час на відшукування місця пошкодження й його усунення.

Перехідний опір у місці замикання знаходиться з (3.1):

$$R_3 = \frac{\dot{U}_{A0} - I_A \cdot Z_L^*}{I_3}.$$

3.2 Оцінка точності визначення відстані до місця замикання на землю на математичній моделі

3.2.1 Методична похибка

Основними причинами виникнення похибки у визначенні місця замикання у разі використання цього методу будуть:

- похибки вимірювання струмів та напруг (векторів), тобто в основному похибки вимірювальних трансформаторів струму та напруг;
- відхилення дійсних власних ємностей фаз СЦБ від розрахункових;
- несиметрія параметрів лінії;
- вплив наведеної напруги.

З метою оцінки точності запропонованого метода виконані його дослідження на математичній моделі вузла лінії СЦБ. У кожній серії дослідів задавались параметри робочого режиму та змінювались параметри замикання, тобто його місце й значення перехідного опору у місці замикання. Крім того змінювались умови реалізації методу – включення ємностей між фазами та землею, значення яких змінювалось від 0 до $10 \times 0,64$ мкФ, або металічне з'єднання нульової точки обмотки трансформатора 10 кВ із землею [64]. Результати наведені у таблицях 3.1-3.6.

Таблиця 3.1.

Методична похибка визначення відстані до місця замикання
 Δb , %. Значення опору у місці замикання $R_3 = 0$ Ом,
навантаження лінії СЦБ номінальне

Умови проведення дослідів	Відстань до точки замикання, b , в.о.								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль ізолювана	0,013	0,024	0,049	0,086	0,133	0,19	0,26	0,34	0,43
$C_A=C_B=C_C=1 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюв.	-0,068	-0,183	-0,402	-0,712	-1,105	-1,58	-2,12	-2,74	-3,41
$C_A=C_B=C_C=2 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюв.	-0,011	-0,037	-0,084	-0,15	-0,24	-0,34	-0,46	-0,6	-0,76
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль заземлена	-0,001	-0,011	-0,028	-0,051	-0,081	-0,117	-0,16	-0,209	-0,265

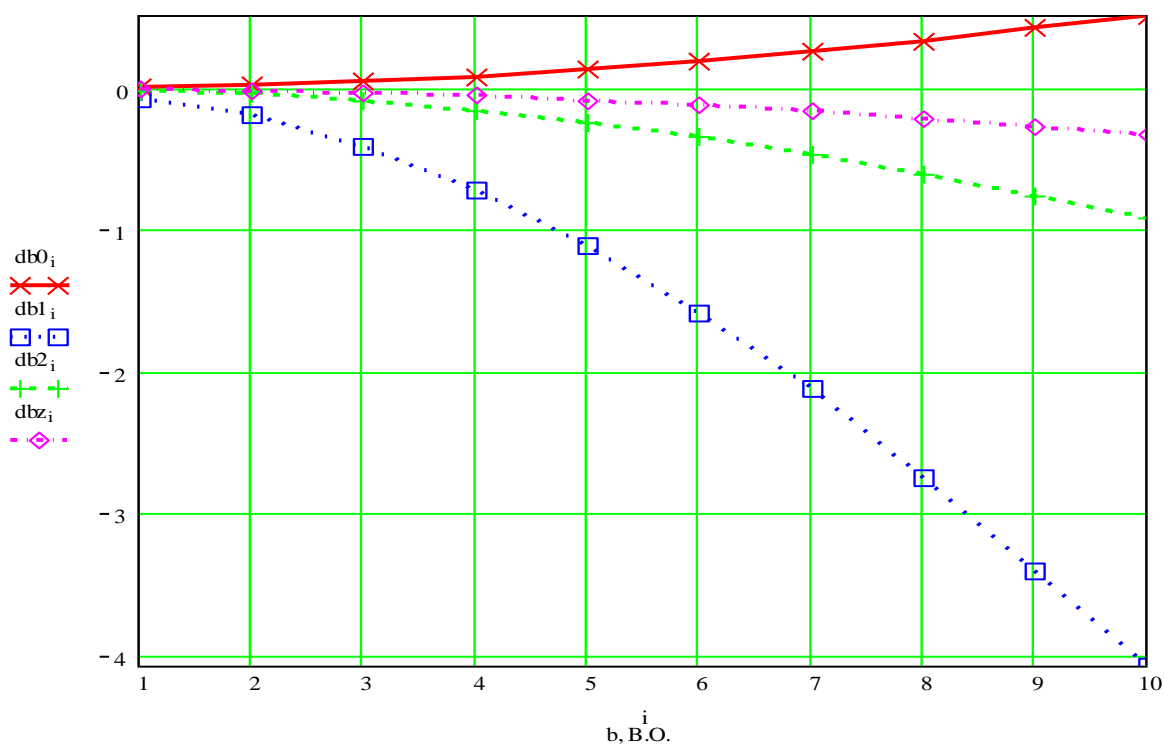


Рис.3.4 Похибка визначення відстані до місця замикання Δb
при опорі у місці замикання $R_3 = 0$ Ом

На рис. 3.4: 1 – ізолювана нейтраль (існуюча схема); 2 – нейтраль ізолювана, включені ємності 0,64 мкФ; 3 – нейтраль ізолювана, включені ємності $2 \times 0,64$ мкФ; 4 – заземлена нейтраль.

Таблиця 3.2.

Методична похибка визначення відстані до місця замикання
 Δb , %. Значення опору у місці замикання $R_3 = 10$ Ом,
навантаження лінії СЦБ номінальне

Умови проведення дослідів	Відстань до точки замикання, b , %									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль ізолювана	0,79	0,35	0,24	0,21	0,22	0,27	0,33	0,41	0,5	
$C_A=C_B=C_C=1 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюв.	-2,24	-0,46	-0,18	-0,34	-0,72	-1,24	-1,87	-2,59	-3,38	
$C_A=C_B=C_C=2 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюв.	0,14	0,1	0,11	0,04	-0,07	-0,21	-0,37	-0,55	-0,75	
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль заземлена	0,25	0,21	0,16	0,11	0,05	-0,01	-0,08	-0,15	-0,24	

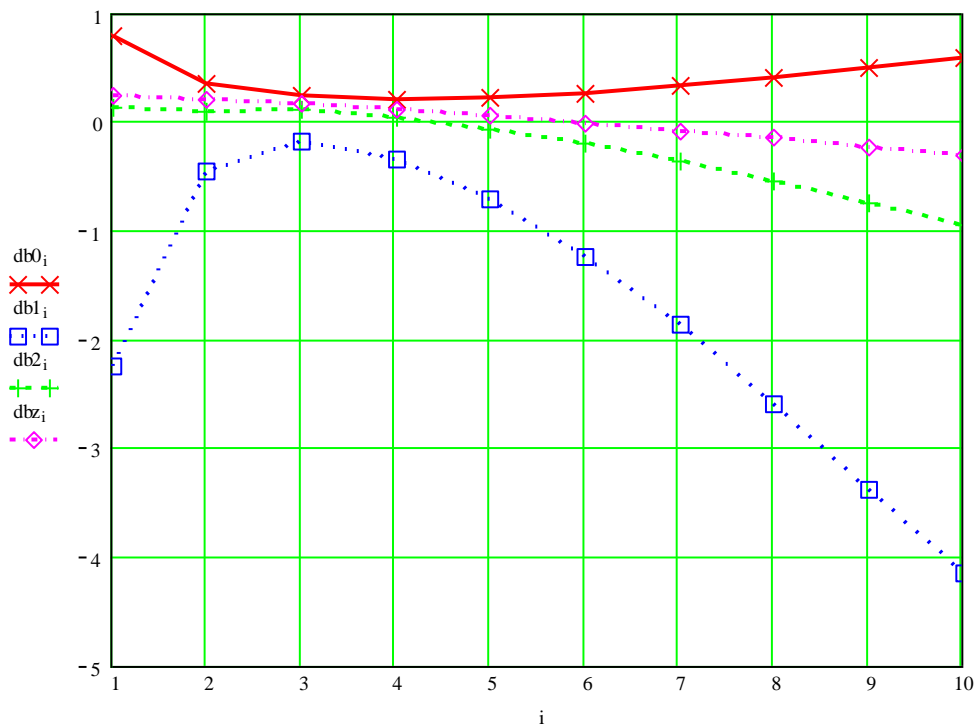


Рис.3.5 Похибка визначення відстані до місця замикання Δb
при опорі у місці замикання $R_3 = 10$ Ом

На рис. 3.5: 1 – ізолювана нейтраль (існуюча схема); 2 – нейтраль ізолювана, включені ємності 0,64 мкФ; 3 – нейтраль ізолювана, включені ємності $2 \times 0,64$ мкФ; 4 – заземлена нейтраль.

Таблиця 3.3.

Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %. Значення опору у місці замикання $R_3 = 20$ Ом, навантаження лінії СЦБ номінальне

Умови проведення дослідів	Відстань до точки замикання, b , в.о.								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль ізолювана	1,59	0,68	0,42	0,33	0,32	0,34	0,4	0,48	0,57
$C_A=C_B=C_C=1 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюв.	-4,2	-0,7	0,02	0,001	-0,37	-0,94	-1,64	-2,45	-3,35
$C_A=C_B=C_C=2 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюв.	-0,27	0,24	0,3	0,23	0,1	-0,07	-0,27	-0,5	-0,74
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль заземлена	0,5	0,42	0,35	0,27	0,19	0,1	0,002	-,01	-0,2

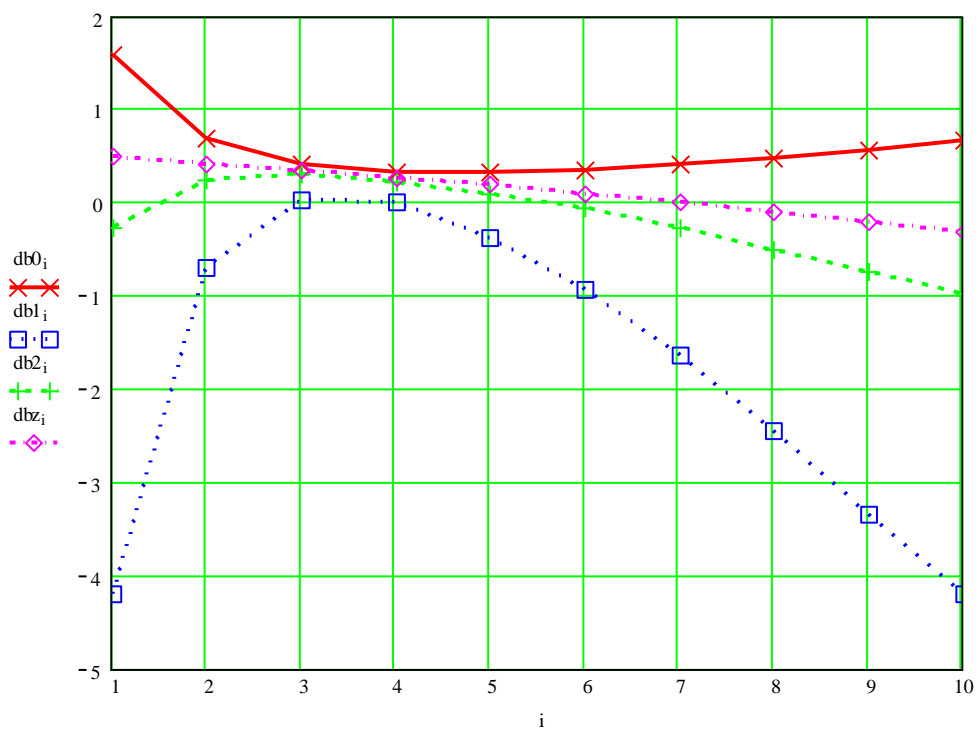


Рис.3.6 Похибка визначення відстані до місця замикання Δb при опорі у місці замикання $R_3 = 20$ Ом,

На рис. 3.6: 1 – ізолювана нейтраль (існуюча схема); 2 – нейтраль ізолювана, включені ємності 0,64 мкФ; 3 – нейтраль ізолювана, включені ємності $2 \times 0,64$ мкФ; 4 – заземлена нейтраль.

Таблиця 3.4.

Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %. Значення опору у місці замикання $R_3 = 30$ Ом, навантаження лінії СЦБ номінальне

Умови проведення дослідів	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль ізолювана	2,39	1,02	0,61	0,46	0,41	0,42	0,47	0,54	0,64
$C_A=C_B=C_C=1 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюов.	-5,96	-0,92	0,21	0,31	-0,05	-0,66	-1,44	-2,33	-3,32
$C_A=C_B=C_C=2 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізолюов.	-0,39	0,37	0,48	0,4	0,26	0,05	-0,18	-0,44	-0,73
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль заземлена	0,75	0,64	0,53	0,43	0,32	0,2	0,08	-0,05	-0,18

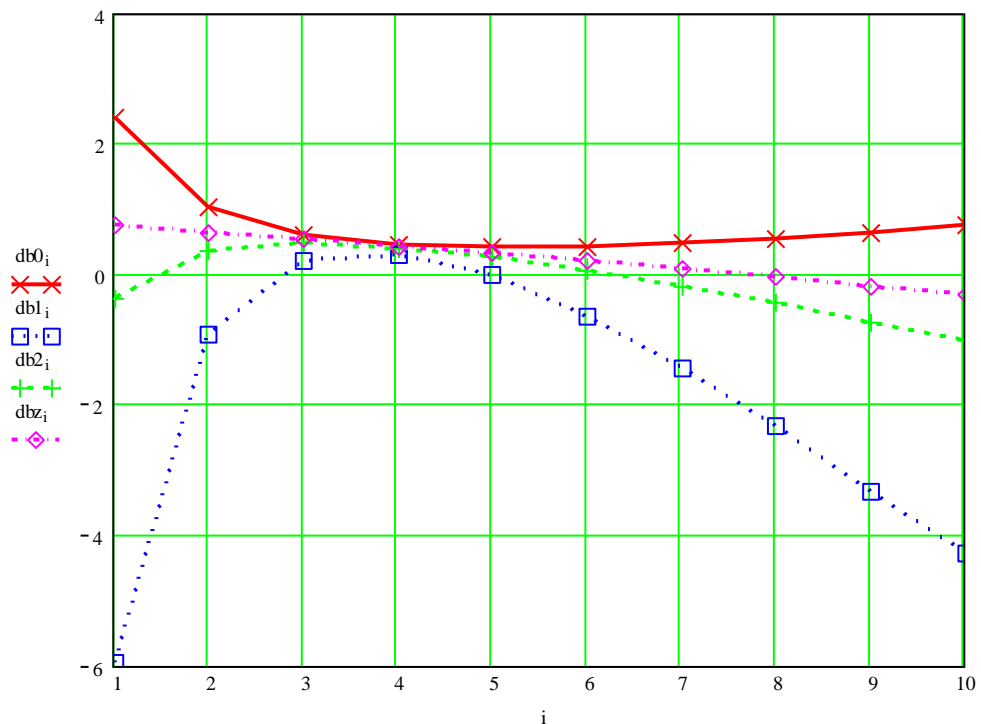


Рис.3.7 Похибка визначення відстані до місця замикання Δb при опорі у місці замикання $R_3 = 30$ Ом,

На рис. 3.7: 1 – ізольована нейтраль (існуюча схема); 2 – нейтраль ізольована, включені ємності 0,64 мкФ; 3 – нейтраль ізольована, включені ємності $2 \times 0,64$ мкФ; 4- заземлена нейтраль.

Таблиця 3.5.

Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %. Значення опору у місці замикання $R_3 = 40$ Ом, навантаження лінії СЦБ номінальне

Умови проведення дослідів	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль ізольована	3,2	1,36	0,8	0,59	0,5	0,5	0,54	0,61	0,71
$C_A=C_B=C_C=1 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізольов.	-7,55	-1,12	0,37	0,58	0,23	-0,41	-1,25	-2,22	-3,3
$C_A=C_B=C_C=2 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізольов.	-0,51	0,5	0,66	0,58	0,41	0,18	-0,09	-0,4	-0,72
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль заземлена	0,99	0,85	0,72	0,59	0,45	0,31	0,16	0,007	-0,15

Таблиця 3.6.

Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %. Значення опору у місці замикання $R_3 = 50$ Ом, навантаження лінії СЦБ номінальне

Умови проведення дослідів	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль ізольована	4,01	1,7	1,0	0,71	0,6	0,58	0,61	0,68	0,79
$C_A=C_B=C_C=1 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізольов.	-8,99	-1,3	0,52	0,83	0,49	-0,19	-1,08	-2,12	-3,27
$C_A=C_B=C_C=2 \times 0,64$ мкФ Нейтраль ізольов.	-0,62	0,63	0,83	0,76	0,56	0,3	-0,01	-0,35	-0,72
$C_A=C_B=C_C=0$ Нейтраль заземлена	1,23	1,06	0,9	0,74	0,58	0,41	0,24	0,06	-0,13

3.2.2 Оцінка впливу навантаження ПЛ СЦБ

Для оцінки впливу зміни значення навантаження лінії СЦБ на похибку визначення місця пошкодження проведені розрахунки режиму замикання за допомогою математичної моделі (розділ 2). Результати наведені в табл. 3.7-3.10.

Оцінка впливу зміни навантаження лінії СЦБ на похибку визначення місця пошкодження (опір у місці пошкодження 0 та 20 Ом) у разі встановлення між фазами та землею у кожній фазі ємностей $2 \times 0,64$ мкФ.

Таблиця 3.7.

Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %, 20-100% навантаження, $R_3 = 0$ Ом

Рівень навантаження лінії	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0,2 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,01	0,02	0,04	0,07	0,11	0,17	0,23	0,3	0,38
0,4 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,02	0,06	0,14	0,25	0,39	0,56	0,77	1,01	1,29
0,6 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	-0,06	-0,21	-0,48	-0,86	-1,34	-1,91	-2,56	-3,28	-4,07
0,8 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	-0,02	-0,06	-0,13	-0,23	-0,35	-0,51	-0,69	-0,9	-1,13
1,0 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	-0,01	-0,04	-0,08	-0,15	-0,24	-0,34	-0,46	-0,6	-0,76

Таблиця 3.8.

Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %, 20-100% навантаження, $R_3 = 20$ Ом

Рівень навантаження лінії	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0,2 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,08	-0,06	-0,06	-0,03	0,03	0,1	0,19	0,28	0,39
0,4 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,37	-0,32	-0,37	-0,25	-0,03	0,25	0,58	0,97	1,4
0,6 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	-1,15	1,02	1,23	0,89	0,27	-0,51	-1,42	-2,41	-3,46
0,8 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	-0,37	0,33	0,41	0,31	0,12	-0,13	-0,42	-0,74	-1,09
1,0 $S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	-0,27	0,24	0,3	0,23	0,1	-0,07	-0,27	-0,5	-0,74

Оцінка впливу зміни навантаження лінії СЦБ на похибку визначення місця пошкодження (опір у місці пошкодження 0 та 20 Ом) у разі з'єднання нейтралі трансформатора, що забезпечує живлення, з землею.

Таблиця 3.9.

**Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %,
 20-100% навантаження, $R_3 = 0$ Ом**

Рівень навантаження лінії	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$0,2 \cdot S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,0	-0,01	-0,03	-0,05	-0,07	-0,1	-0,14	-0,18	-0,23
$0,4 \cdot S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,0	-0,01	-0,03	-0,05	-0,08	-0,11	-0,15	-0,2	-0,25
$0,6 \cdot S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,0	-0,01	-0,03	-0,05	-0,08	-0,12	-0,16	-0,2	-0,26
$0,8 \cdot S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,0	-0,01	-0,03	-0,05	-0,08	-0,12	-0,16	-0,21	-0,26
$1,0 \cdot S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,0	-0,01	-0,03	-0,05	-0,08	-0,12	-0,16	-0,21	-0,27

Таблиця 3.10.

**Похибка визначення відстані до місця замикання Δb , %,
 20-100% навантаження, $R_3 = 20$ Ом**

Рівень навантаження лінії	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$0,2 S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,45	0,38	0,31	0,24	0,16	0,08	0	-0,09	-0,19
$0,4 S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,48	0,4	0,33	0,26	0,18	0,09	0	-0,1	-0,2
$0,6 S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,49	0,41	0,34	0,26	0,18	0,1	0	-0,1	-0,2
$0,8 S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,5	0,42	0,35	0,27	0,19	0,1	0	-0,1	-0,2
$1,0 S_{\text{НАВ.НОМ.}}$	0,5	0,42	0,35	0,27	0,19	0,1	0	-0,1	-0,2

Аналіз результатів показує, що на лінії СЦБ з підключеними ємностями $2 \times 0,64$ мкФ значення похибки досягає максимуму у разі навантаження 60% від номінального значення. Якщо замикання виникає на відстані більше 50% довжини лінії СЦБ похибка знаходиться у діапазоні від 2 до 5% і майже не залежить від значення перехідного опору у місці замикання.

У разі роботи лінії СЦБ із короткочасно заземленою нейтраллю максимальні значення похибки від 0,3 до 0,5% досягають у разі замикання на початку лінії (до 30% від початку) при перехідному опорі $R_3 = 20$ Ом (усього виконано дві серії розрахунків: одна з $R_3 = 0$ Ом, а друга $R_3 = 20$ Ом).

3.2.3 Вплив похибки вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Оцінка впливу похибки за абсолютним значенням вимірювальних трансформаторів струму та напруги пошкодженої фази на точність визначення віддаленості місця замикання проведено на підставі математичного моделювання. Похибки вимірювальних трансформаторів струму та напруги непошкоджених фаз значно менше впливають на точність визначення місця замикання, а тому не розглядались. Куткові похибки трансформаторів струму та напруги не розглядались. Розглянуті наступні варіанти виникнення похибки:

- тільки трансформатора струму $\pm 0,5\%$;
- тільки трансформатора напруги $\pm 0,5\%$;
- одночасно трансформатора струму $-0,5\%$ і трансформатора напруги $+0,5\%$.

Аналіз результатів для випадку підключення до фаз СЦБ ємностей $2 \times 0,64$ мкФ показує, що у разі металічного замикання ($R_3 = 0$ Ом) максимальне значення похибки Δb наближається до 1% у разі врахування одночасної похибки трансформаторів струму та напруги. Також у разі $R_3 = 0$ Ом позитивна похибка трансформатора струму $+0,5\%$ впливає на похибку Δb таким же чином, як і негативна похибка трансформатора напруги $-0,5\%$ (табл.3.11). У разі замикань через опір $R_3 = 20$ Ом максимальне значення похибки Δb майже досягає 4% (табл.3.12).

Таблиця 3.11.

Вплив похибки вимірювання струмів та напруг на похибку визначення відстані до місця замикання Δb , %, 100% навантаження, $R_3 = 0$ Ом, до фаз СЦБ підключені ємності $2 \times 0,64$ мкФ, нейтраль трансформатора ізольована

Модель похибки ТА або TV	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$I_A = 1,005 \cdot I_A$	-0,49	-0,52	-0,57	-0,64	-0,73	-0,83	-0,95	-1,09	-1,24
$I_A = 0,995 \cdot I_A$	0,47	0,46	0,41	0,36	0,26	0,16	0,03	-0,11	-0,27
$U_A = 1,005 \cdot U_A$	0,49	0,46	0,42	0,35	0,26	0,16	0,04	-0,1	-0,26
$U_A = 0,995 \cdot U_A$	-0,51	-0,54	-0,58	-0,65	-0,73	-0,84	-0,96	-1,1	-1,25
$I_A = 0,995 \cdot I_A$ $U_A = 1,005 \cdot U_A$	0,97	0,96	0,91	0,85	0,76	0,66	0,53	0,39	0,23

Таблиця 3.12.

Вплив похибки вимірювання струмів та напруг на похибку визначення відстані до місця замикання Δb , %, 100% навантаження, $R_3 = 20$ Ом, до фаз СЦБ підключені ємності $2 \cdot 0,64$ мкФ, нейтраль трансформатора ізолювана

Модель похибки ТА або TV	Відстань до точки замикання, b , %								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$I_A = 1,005 \cdot I_A$	2,96	1,6	1,03	0,65	0,33	0,04	-0,25	-0,53	-0,83
$I_A = 0,995 \cdot I_A$	-3,61	-1,17	-0,47	-0,22	-0,16	-0,2	-0,31	-0,47	-0,66
$U_A = 1,005 \cdot U_A$	0,28	0,77	0,82	0,74	0,61	0,44	0,24	0,01	-0,23
$U_A = 0,995 \cdot U_A$	-0,81	-0,29	-0,22	-0,29	-0,42	-0,58	-0,78	-1,0	-1,25
$I_A = 0,995 \cdot I_A$ $U_A = 1,005 \cdot U_A$	-3,08	-0,65	0,04	0,29	0,35	0,31	0,2	0,04	-0,15

3.2.4 Вплив перехідного опору в місці замикання

В результаті оцінки впливу позитивної похибки трансформатора струму (+0,5%) та негативної похибки трансформатора напруги (-0,5%) при зміні віддаленості замикання ($R_3 = 20$ Ом) у діапазоні $0,1 \div 0,99$ встановлено, що максимальне значення похибки визначення значення опору ΔR_3 при точній роботі вимірювальних трансформаторів струму та напруги складає 0,86% і зростає до 2,48% у разі врахування похибок ТС та ТН (табл. 3.13). Умови проведення розрахунків для табл. 3.13, 3.14: до фаз СЦБ підключені ємності $2 \times 0,64$ мкФ, нейтраль трансформатора ізолювана; 100% навантаження.

Таблиця 3.13.

Оцінка похибки визначення значення опору ΔR_3 , % у місці замикання від похибки вимірювальних ТС та ТН

Модель похибки ТА або TV	Відстань до точки замикання, b , %									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,99
	Задане значення опору $R_3 = 20$ Ом									
Без похибок $I_A = I_A, U_A = U_A$	-0,19	-0,51	-0,73	-0,85	-0,86	-0,76	-0,55	-0,22	0,24	0,77
$I_A = 1,005 \cdot I_A$ $U_A = 0,995 \cdot U_A$	-1,83	-2,14	-2,35	-2,46	-2,48	-2,38	-2,17	-1,84	-1,38	-0,85
Модель похибки ТА або TV	Задане значення опору $R_3 = 200$ Ом									
	0	0,17	0,3	0,39	0,44	0,44	0,41	0,34	0,22	0,07
Без похибок $I_A = I_A, U_A = U_A$	0	-0,17	-0,3	-0,39	-0,44	-0,44	-0,41	-0,34	-0,22	-0,07

Таблиця 3.14.

**Оцінка похибки визначення значення опору ΔR_3 , % у місці замикання
від заданого значення опору у місці замикання, яке знаходиться на
відстані $b=0,2$ в.о.**

Умови моделювання	Задане значення опору R_3 , Ом										
	1	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
Без похибок ТА та TV, $I_A = I_{A\Delta}$, $U_A = U_{A\Delta}$	-1,2	-0,51	-0,35	-0,28	-0,24	-0,22	-0,2	-0,19	-0,18	-0,17	-0,17

Аналіз результатів табл. 3.14 показує, що у діапазоні $1 \div 200$ Ом зміни опору R_3 похибка його визначення ΔR_3 досить невелика. Ця похибка зменшується у разі збільшення значення перехідного опору R_3 .

Таблиця 3.15.

**Похибка запропонованого алгоритму визначення відстані до місця
замикання фази на землю від значення опору R_3 у місці замикання для
різних режимів лінії СЦБ, Δb , %**

Режим лінії СЦБ	Замикання у точці $b=0,1$ в.о., задане значення опору R_3 , кОм			
	0,1	1	10	100
Звичайний	8,22	147	12,75	-29,05
Підключені ємності 0,64 мкФ	-14,58	-33,29	-38,2	-38,77
Підключені ємності $2 \times 0,64$ мкФ	-1,16	-5,42	-8,6	-9,14
Заземлена нейтраль трансформатора	2,38	15,5	34,7	39,6

Із отриманих результатів (табл.3.15) видно, що у звичайному режимі (без застосування будь-яких заходів) виникає значне зростання похибки Δb при $R_3=1$ кОм. Внаслідок цього використання запропонованого методу у звичайному режимі повинно бути обмежене максимальним значенням $R_3 = 200 \div 300$ Ом.

В той же час у діапазоні $R_3 = 0,1 \div 100$ кОм (для приведених дискретних значень) запропонований метод дає найменшу похибку серед розглянутих режимів СЦБ у разі підключення між кожною фазою і землею ємностей $2 \times 0,64$ мкФ. Максимальна похибка дещо перевищує 9%.

3.3 Експериментальні дослідження методу визначення відстані до місця пошкодження

Запропонований алгоритм визначення відстані до місця замикання в ідеальних умовах й опорі у місці замикання до 20 Ом має методичну похибку визначення не більше 1 %. Але у разі впровадження цього алгоритму в реальних умовах роботи системи електропостачання Укрзалізниці додатково виникає похибка, що обумовлена неточним вимірюванням параметрів режиму лінії через їх спотворення під дією зовнішнього електромагнітного поля та через наявність нелінійності елементів мережі. При цьому також мають місце традиційні похибки вимірювання параметрів режиму. З метою запобігання зазначених похибок був запропонований метод визначення відстані до місця замикання, який базується на використанні трикутника падіння векторів напруги для мережі з ізольованою нейтраллю як вхідної інформації для розрахунків. Як відомо, в цих мережах зберігається трикутних векторів лінійних напруг на час замикання фази на землю, а пошкоджена фаза виявляється появою напруги нульової послідовності та залишковою напругою на пошкодженій фазі, що і повинно слугувати основними чинниками для визначення віддалі для визначення віддалі до однофазних замикань на землю [54, 65].

Через складні умови визначення параметрів режиму лінії виникла необхідність розробити декілька алгоритмів, обробка вхідних даних в кожному з яких пов'язана як з режимами роботи нейтралі, так і з величиною перехідного опору в місці замикання. Були запропоновані наступні алгоритми:

- алгоритм, що не потребує попередньої обробки повних значень величин отримуваних вхідних даних в симетричному режимі без завад;
- алгоритм, який потребує попередньої обробки вхідних даних та побудований на використанні перших гармонік зареєстрованих параметрів;
- алгоритм, в якому для розрахунків використовуються перші гармоніки величин зареєстрованих сигналів режиму з корекцією їх значень та значень частин інших гармонік, виділених із повного сигналу (струму та напруги);

- алгоритм, в якому нехтується падіння напруги на опорі у місці замикання шляхом використання уявної частини падіння напруги пошкодженої фази;
- алгоритм, в якому пошук місця замикання відпрацьовується на математичній моделі мережі через введення точки замикання, для якої параметри режиму співпадають з реальними параметрами режиму лінії.

3.3.1 Узагальнені залежності параметрів режиму лінії при замиканнях на землю

Підставою для узагальнення залежності параметрів режиму лінії СЦБ від відстані до замикання є результати серії експериментальних досліджень замикань на землю. Проведено по три металічних замикання у всіх трьох фазах лінії при наявності підключених на початку лінії ємностей $2 \times 0,64$ мкФ. Перелік експериментів наведено в табл. 3.16. В табл. 3.17 наведений гармонійний склад напруги, зареєстрованої під час експериментів. Для порівняння вимірювання проводились за допомогою активного подільника опору та вимірювального трансформатора напруги НТМІ.

З осцилограм (рис.3.8, 3.9) видно, що чим далі замикання від джерела живлення тим більше спотворюються струми й напруги за рахунок вищих гармонік. Амплітуди першої гармоніки струмів фаз та напруг фаз по відношенню до землі майже у всіх дослідах зменшуються при зростанні відстані до місця замикання (рис. 3.8, 3.9) [66].

Таблиця 3.16.

Перелік дослідів, які проведені 27 грудня 2016 року на ТП Бобрик

	Час проведення	Назва експерименту	Відстань до замикання	
3	11:13:22	Замикання фази <i>B</i>		
Між кожною фазою СЦБ-2 та землею включені ємності 2х0,64 мкФ				
4	11:26:17	Запис нормального режиму СЦБ-2		
5	11:27:07	Металічне замикання фази <i>B</i> на землю	6,1 км	
6	11:28:09	Металічне замикання фази <i>C</i> на землю	6,1км	
7	11:29:01	Металічне замикання фази <i>A</i> на землю	6,1км	
8	12:18:01	Металічне замикання фази <i>C</i> на землю	14,3 км	
9	12:18:27	Металічне замикання фази <i>A</i> на землю	14,3 км	
10	12:18:51	Металічне замикання фази <i>B</i> на землю	14,3 км	
11	13:35:11	Металічне замикання фази <i>B</i> на землю	22,7 км	
12	13:35:34	Металічне замикання фази <i>B</i> на землю	22,7 км	
13	13:35:59	Металічне замикання фази <i>C</i> на землю	22,7 км	
14	13:38:33	Металічне замикання фази <i>A</i> на землю	22,7 км	
15	13:49:34	Замикання фази <i>B</i> через опір 10,9 Ом на землю	22,7 км	
16	14:01:46	Металічне замикання фази <i>B</i> на землю	22,7 км	Відкл. НТМІ
Між кожною фазою СЦБ-2 та землею включені ємності 0,64 мкФ				
17	14:12:14	Лінія СЦБ-2 відключена. Наведена напруга		
18	14:14:25	Металеве замикання фази <i>B</i> на землю	22,7 км	НТМІ підкл.

Таблиця 3.17.

Гармонічний склад напруги пошкоджених фаз, %

Фаза	Тип перетв. напруги	Номер гармоніки	Відстань до місця замикання, в.о.					
			0,167		0,39		0,62	
			До зам.	При зам.	До зам.	При зам.	До зам.	При зам.
А	Дільн. з активн. опорів	0	1,0	49,9	0,7	14,3	0,6	9,6
		1	95,2	36,5	95,6	25,2	95,9	21,7
		3	1,0	4,5	1,0	8,1	1,6	15,7
		5	1,1	1,9	0,8	6,8	0,9	12,5
		7	0,3	1,7	0,7	15,9	0,2	13,7
		9	0,1	2,0	0,3	8,5	0,1	12,5
	НТМІ	0	0,6	15,8	0,2	9,8	0,2	7,4
		1	95,7	77,7	96,0	56,3	96,1	8,2
		3	1,0	3,0	1,0	7,6	1,7	19,7
		5	1,1	0,3	0,9	6,8	1,0	15,6
		7	0,3	1,0	0,7	8,6	0,2	16,7
		9	0,1	0,3	0,4	8,2	0,1	14,3
В	Дільн. з активн. опорів	0	1,0	8,2	0,7	6,0	0,4	3,5
		1	96,0	84,6	93,4	71,0	92,5	57,3
		3	0,9	3,3	0,3	3,4	0,5	7,1
		5	1,0	0,7	3,7	7,0	4,5	10,4
		7	0,3	0,3	0,7	5,1	0,8	9,7
		9	0,1	0,1	0,2	5,3	0,1	7,9
	НТМІ	0	1,1	23,5	0,8	21,8	0,6	6,6
		1	95,9	69,0	93,5	50,2	92,8	40,7
		3	0,8	3,5	0,3	5,5	0,4	10,4
		5	1,0	1,9	3,5	7,8	4,4	14,5
		7	0,3	0,3	0,7	6,1	0,7	13,3
		9	0,1	0,6	0,2	6,9	0,1	10,4
С	Дільн. з активн. опорів	0	0,4	1,5	0,3	0,9	0,1	1,4
		1	94,6	81,3	88,6	76,8	95,2	64,5
		3	2,0	11,1	2,4	8,5	0,6	12,1
		5	1,4	0,2	5,1	2,6	1,1	3,5
		7	0,4	0,8	1,7	1,3	0,3	4,5
		9	0,2	1,4	0,7	3,0	0,1	3,2
	НТМІ	0	0,3	0,9	0,1	0,4	0,0	0,5
		1	94,5	81,6	89,1	80,0	95,3	58,1
		3	2,1	13,8	2,4	2,8	0,7	13,0
		5	1,5	0,9	5,1	3,1	1,1	4,7
		7	0,4	0,6	1,7	4,7	0,2	5,6
		9	0,2	0,2	0,7	6,6	0,1	4,3

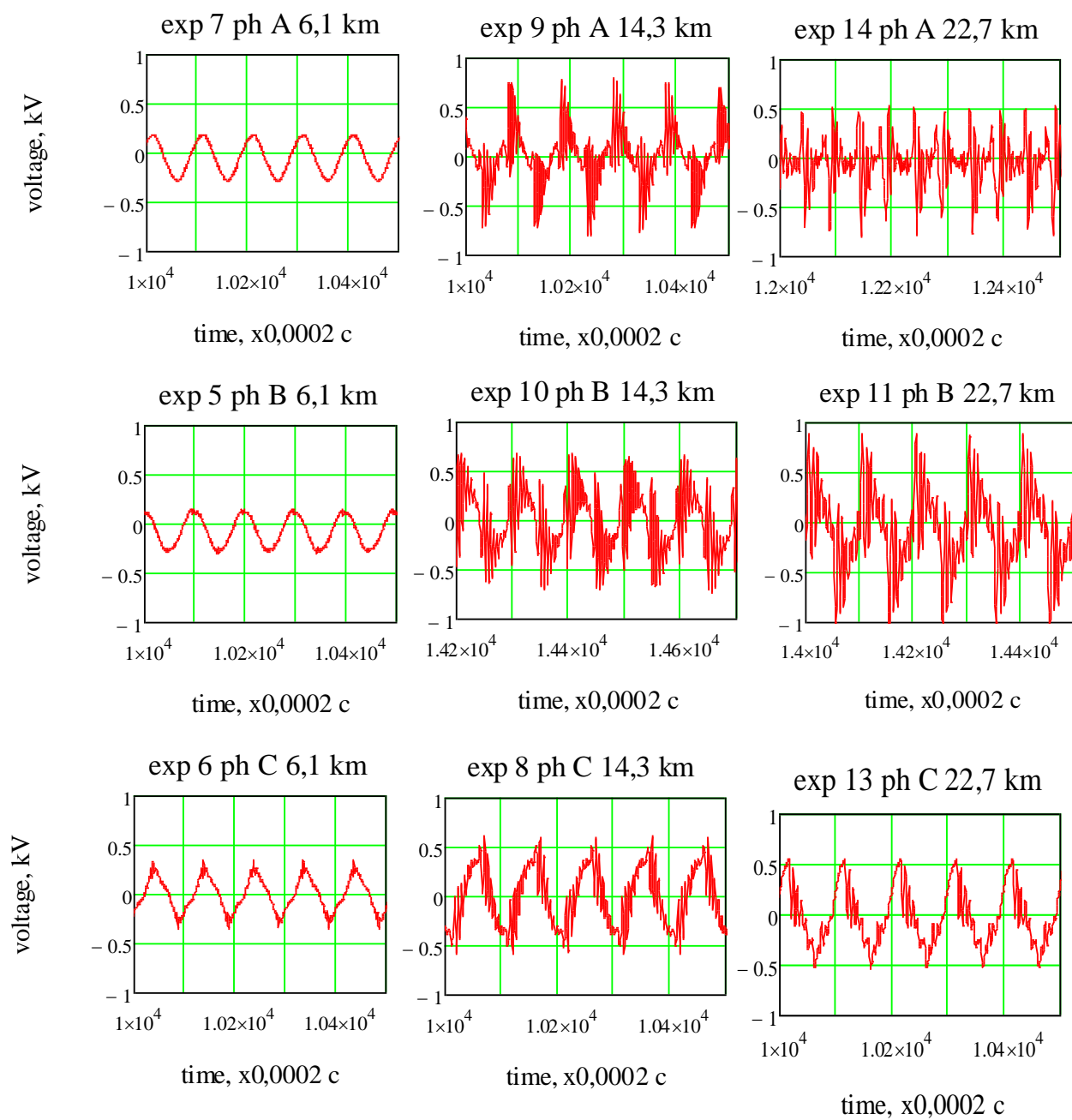


Рис.3.8. Осцилограми напруг пошкоджених фаз в залежності від відстані замикання та пошкодженої фази

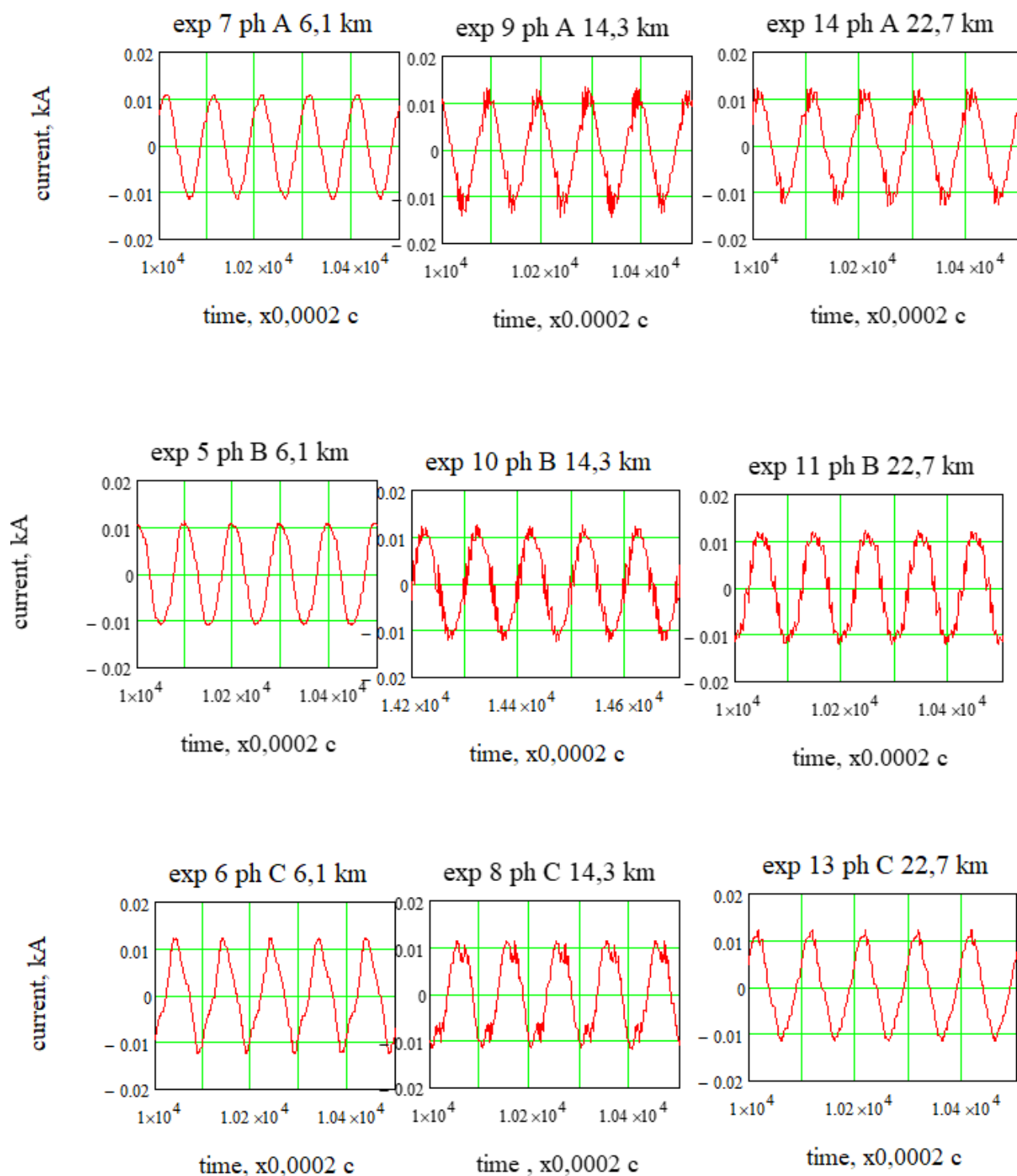


Рис.3.9. Осцилограми струмів пошкоджених фаз у залежності від відстані замикання та фази, яка замкнулась на землю

Одним з параметрів, що залежить від відстані до місця замикання є значення напруги пошкодженої фази по відношенню до землі. За результатами досліджень на рис. 3.10 показана напруга пошкодженої фази у залежності від фази лінії та відстані до місця замикання.

З рис.3.10 видно, що не кореговані значення напруг, окрім фази В, змінюються нелінійно і навіть всупереч очікуванням у фазі А напруга зменшується замість збільшення. Зрозуміло, такі значення не дозволяють правильно визначати відстань. Одна з головних причин такого співвідношення є вищі гармоніки у напругах й струмах, значення частин яких змінюється у залежності від відстані до місця замикання. Причиною виникнення вищих гармонік є нелінійності, обумовлені силовими трансформаторами навантаження та живлення.

Безпосереднє використання повних значень параметрів режиму, а у багатьох випадках й використання перших гармонік струмів та напруг, дає неприпустимі значення похибок розрахунку відстані.

Виходячи з того, що відомо амплітуду першої гармоніки A_1 та значення частки першої гармоніки k_1 у повному параметрі A (струм, напруга), можна визначити амплітуду повного сигналу

$$A = \frac{A_1}{k_1}.$$

Фаза сигналу A приймається рівною фазі першої гармоніки. Таким чином, за допомогою визначення першої гармоніки виконується по суті апроксимація сигналу або його корекція. Результати корекції напруг пошкоджених фаз наведені на рис.3.10 і показують, що отримані залежності майже лінійні [67].

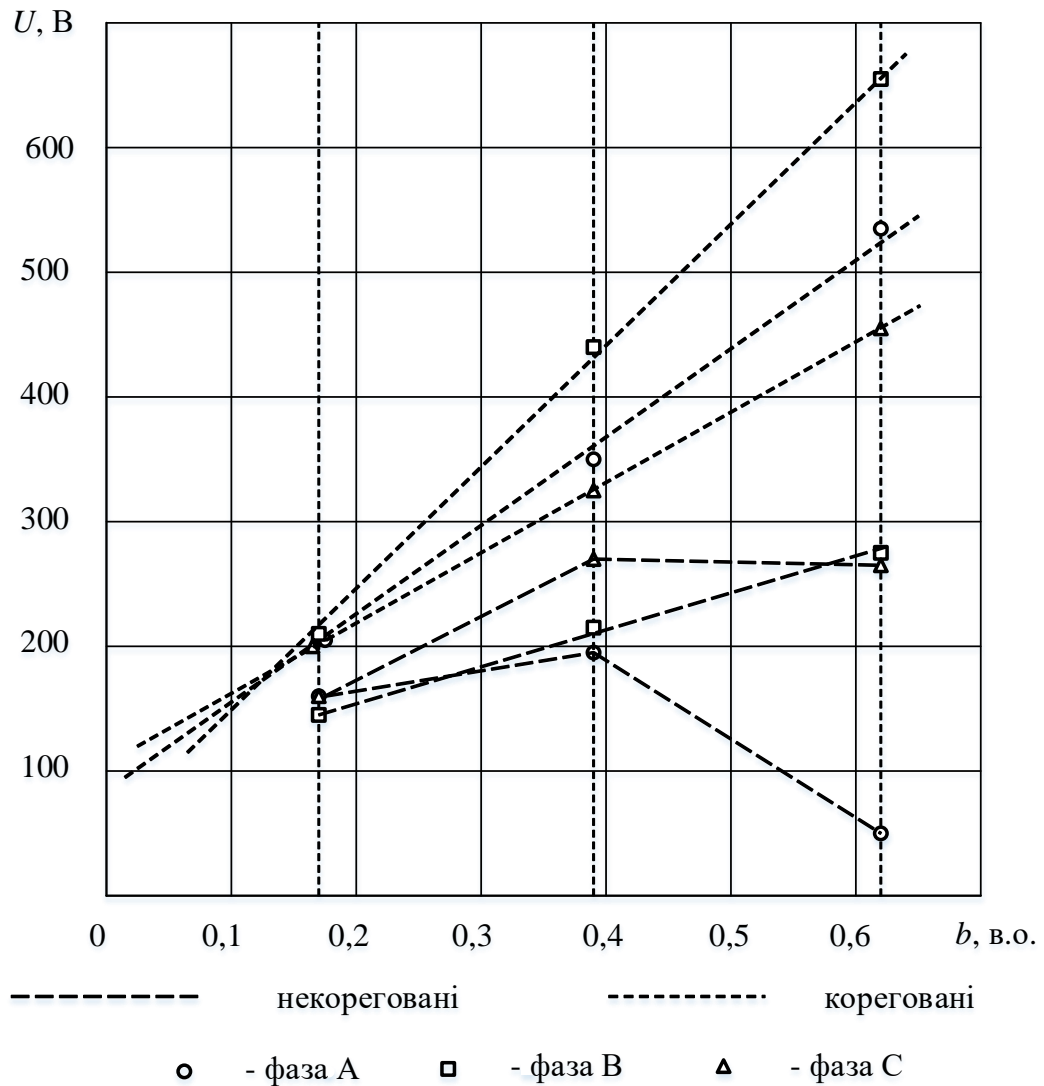


Рис. 3.10. Напруга пошкодженої фази у залежності від відстані до місця замикання

Основні результати визначення параметрів режиму замикання фази А та результати визначення відстані на підставі експериментальних даних наведені в табл. 3.18-3.20 (похибка визначення відстані до замикання приведена до всієї довжини лінії).

Аналіз результатів табл. 3.18-3.20 вказує на те, що значення частки першої гармоніки у напрузі пошкодженої фази зменшується у разі збільшення відстані до місця замикання. Ця залежність може використовуватись в алгоритмі для попередньої оцінки місця виникнення замикання.

Визначення відстані виконувалось за методом трикутника векторів падінь напруг [65]. Виходячи з отриманих даних (табл. 3.18-3.20) встановлено, що у деяких експериментах (наприклад, експеримент 10, замикання фази В, відстань $b = 0,39$) вектор падіння напруги на ділянці лінії до місця замикання випереджає вектор напруги пошкодженої фази В. Через це трикутник векторів падінь напруг спотворюється й не може використовуватись для розрахунку параметрів замикання. Виходячи з цього виникає необхідність використовувати інший метод визначення відстані до замикання.

Таблиця 3.18.

Параметри режиму замикання фази А та результати визначення відстані (перші гармоніки струмів та напруг, напруги від НТМІ, струми від ТС 0,5)

Номер експерименту		7	9	14
Реальна відстань замикання, в.о.		0,167	0,39	0,62
Без корекції напруг та струмів	Вектор напруги фази А, В	$225,7 + j0$	$277,5 + j0$	$72,7 + j0$
	Дієве значення напруги фази А, В	159,6	196,2	51,4
	Вектор струму фази А, А	$10,698 - j1,746$	$10,86 - j2,0$	$10,848 + j0,594$
	Дієве значення струму фази А, А	7,665	7,808	7,682
	Вектор струму замикання, А	$7,191 + j1,115$	$7,428 + j0,566$	$7,105 + j2,327$
	Розрахункова відстань замикання, b_r , в.о.	$0,135 - j0,035$	$0,089 - j0,021$	$0,065 - j0,053$
	Похибка визначення місця замикання, %	-3,2	-30,1	-55,5
	Опір у місці замикання, Ом	$7,87 - j1,21$	$10,76 - j0,85$	$0,9 - j0,19$
	Частка першої гармоніки в напрузі фази А, %	78,0	56,0	9,6
	Частка першої гармоніки в струмі фази А, %	93,2	89,7	87,8
З корекцією напруг та струмів	Скорегований вектор напруги фази А, А	$289,4 + j0$	$495,5 + j0$	$756,9 + j0$
	Дієве значення напруги фази А, В	204,6	350,4	535,2
	Скорегований вектор струму фази А, А	$11,479 - j1,874$	$12,107 - j2,229$	$12,355 + j0,677$
	Дієве значення струму фази А, А	8,224	8,705	8,749
	Вектор струму замикання, А	$7,793 + j1,837$	$8,538 + j1,605$	$8,443 + j3,704$
	Розрахункова відстань замикання b_r , в.о.	$0,224 - j0,058$	$0,301 - j0,072$	$0,664 - j0,515$
	Похибка визначення місця замикання, %	5,7	-8,9	4,4
	Опір у місці замикання, Ом	$8,02 - j1,87$	$13,67 - j2,59$	$6,3 - j2,0$

Таблиця 3.19.

**Замикання фази В, перші гармоніки струмів та напруг,
напруги від НТМІ, струми від ТС 0,5**

Номер експерименту		5	10	11
Реальна відстань замикання, в.о.		0,167	0,39	0,62
Без корекції напруг та струмів	Вектор напруги фази В, В	-94,0 – j181,1	-48,0 – j300,6	159,6 – j360,1
	Дієве значення напруги фази В, В	144,3	215,3	278,5
	Вектор струму фази В, А	-6,933 – j8,626	-6,717 – j8,752	-7,866 – j8,878
	Дієве значення струму фази В, А	7,825	7,801	8,387
	Вектор струму замикання, А	-3,674 – j6,569	-3,71 – j6,62	-3,86 – j6,778
	Розрахункова відстань замикання, в.о.	0,084 – j0,018	0,533 + j0,043	0,363 – j0,319
	Похибка визначення місця замикання, %	-8,3	14,3	-25,73
	Опір у місці замикання, Ом	7,75 + j0,25	20,8 + j7,68	5,11 – j6,8
	Частка першої гармоніки в напрузі фази А, %	69,0	48,6	42,5
	Частка першої гармоніки в струмі фази В, %	91,9	88,8	84,4
З корекцією напруг та струмів	Скорегований вектор напруги фази В, А	-136,3 – j262,5	-98,8 – j618,6	375,6 – j847,2
	Дієве значення напруги фази В, В	209,1	442,9	655,3
	Скорегований вектор струму фази В, А	-7,544 – j9,386	-7,564 – 9,856	-9,32 – j10,519
	Дієве значення струму фази В, А	8,515	8,785	9,937
	Вектор струму замикання, А	-4,009 – j7,448	-4,03 – j7,806	-4,678 – j8,56
	Розрахункова відстань замикання, в.о.	0,086 – j0,018	0,466 + j0,037	0,654 – j0,574
	Похибка визначення місця замикання, %	-8,1	7,6	3,4
	Опір у місці замикання, Ом	7,3 + j0,2	29,7 + j9,8	10,7 – j13,8

Таблиця 3.20.

**Замикання фази С, перші гармоніки струмів та напруг,
напруги від НТМІ, струми від ТС 0,5**

Номер експерименту		6	8	13
Реальна відстань замикання, в.о.		0,167	0,39	0,62
Без корекції напруг та струмів	Вектор напруги фази С, В	110,1 – j198,2	179,0 – j338,0	154,0 – j339,2
	Дієве значення напруги фази С, В	160,3	270,4	263,4
	Вектор струму фази С, А	3,036 – j10,052	3,232 – j10,285	3,478 – j10,03
	Дієве значення струму фази С, А	7,425	7,623	7,506
	Вектор струму замикання, А	3,151 – j6,726	3,108 – j6,671	3,229 – j6,738
	Розрахункова відстань замикання, в.о.	0,157 – 0,005	0,195 + j0,092	0,802 – j0,281
	Похибка визначення місця замикання, %	-1,0	1,6	18,2
	Опір у місці замикання, Ом	8,4 + j0,4	15,2 + j0,6	3,0 – j0,06
	Частка першої гармоніки в напрузі фази С, %	80,8	83,2	57,9
	Частка першої гармоніки в струмі фази С, %	80,7	76,2	84,2
З корекцією напруг та струмів	Скорегований вектор напруги фази С, А	136,2 – j245,3	215,2 – j406,2	265,9 – j585,8
	Дієве значення напруги фази С, В	198,4	325,0	454,9
	Скорегований вектор струму фази С, А	3,762 – j12,456	4,241 – j13,497	4,13 – j11,911
	Дієве значення струму фази С, А	9,2	10,004	8,914
	Вектор струму замикання, А	4,236 – j9,141	4,544 – j9,887	4,182 – j8,696
	Розрахункова відстань замикання, в.о.	0,164 – j0,005	0,193 + j0,1	1,167 – j0,409
	Похибка визначення місця замикання, %	-0,3	-19,7	54,7
	Опір у місці замикання, Ом	7,5 + j0,4	12,1 + j0,5	4,0 – j0,09

3.3.2 Визначення відстані замикання на підставі використання повних значень струмів фаз та напруг фаз по відношенню до землі

У розділі 2 (табл.2.6) наведені повні значення параметрів режиму замикання фази В на відстані 0,167 в.о. (експеримент 3) в нормальному, штатному режимі лінії СЦБ. По даним цього експерименту на підставі використання методу трикутника векторів падінь напруг отримано значення відстані $b_r = 0,211 + j0,3$ в.о. Тобто похибка визначення відстані – 26,3%. Після цього до фаз лінії було підключено ємності $2 \times 0,64$ мкФ й проведено той же експеримент замикання фази В (експеримент 5). Параметри цього режиму

наведені в табл.2.7 та на векторній діаграмі рис.2.13. Розрахунок за методом трикутника дав значення відстані $b_r = 0,174 + j0,032$ в.о. Похибка визначення відстані склала 4,2%. Тобто підключення ємностей суттєво підвищило точність визначення відстані до замикання.

В експерименті 5 також визначено опір у місці замикання $R_3 = 6,3 + j0,5$ Ом. Цей опір відповідає опорі заземлення штучного заземлювача, який використовувався в експериментах.

Декілька подібних досліджень дають можливість зробити висновок про те, що метод трикутника при підключенні ємностей $2 \times 0,64$ мкФ дає припустимі похибки при замиканнях на відстані не більше 7-8 км. При більших відстанях необхідно використовувати додаткові заходи для отримання необхідної точності розрахунку відстані замикання.

Спотворення параметрів режиму у разі замикань на великій відстані можна оцінити за даними експериментів, що наведені в табл.3.21 та табл.3.22.

З табл.3.21 видно, що дані вимірювання напруг за допомогою дільників з активних опорів майже співпадають з даними, що отримані внаслідок корекції напруг на рис.3.10. Це додатково підтверджує правильність запропонованої корекції.

Таблиця 3.21.

**Діюче значення напруги фази, яка замкнулась на землю
(повні значення), В**

Фаза		Відстань, в.о.		
		0,167	0,39	0,62
А	Дільн.	88,3	329,6	313,3
	НТМІ	166,7	285,3	310,8
В	Дільн.	366,0	533,1	746,2
	НТМІ	159,7	340,5	450,4
С	Дільн.	391,4	419,1	405,7
	НТМІ	170,2	301,4	290,3
ΔU		43,7	102,1	162,3

Розрахунок ΔU падіння напруги проведений шляхом множення струму фази на її опір

$$\Delta U = 36,6 \cdot 7,7 \cdot 0,167 \cdot \sqrt{0,85^2 + 0,374^2} = 43,7,$$

$$\Delta U = 36,6 \cdot 7,7 \cdot 0,39 \cdot \sqrt{0,85^2 + 0,374^2} = 102,1,$$

$$\Delta U = 36,6 \cdot 7,7 \cdot 0,62 \cdot \sqrt{0,85^2 + 0,374^2} = 162,3.$$

Таблиця 3.22.

Діюче значення струму фази, що замкнулась на землю (повні значення), А

Фаза		Відстань, в.о.		
		0,167	0,39	0,62
А	ТС 0,2	7,730	7,909	7,794
	ТС 0,5	7,681	7,859	7,748
В	ТС 0,2	7,837	7,980	8,399
	ТС 0,5	7,843	7,981	8,410
С	ТС 0,2	7,577	7,763	7,509
	ТС 0,5	7,584	7,768	7,512

Результати визначення відстані до місця замикання на підставі використання значень перших гармонік струмів та напруг фаз по відношенню до землі наведені в табл. 3.17-3.19.

Результати визначення відстані до місця замикання на підставі використання уявної частини векторів струмів фаз та напруг фаз по відношенню до землі наведені в табл. 3.23.

Таблиця 3.23.

Визначення відстані до місця замикання на підставі використання уявної частини векторів струмів фаз та напруг фаз по відношенню до землі

Фаза, у якій виникло замикання	Наявність корекції параметрів	Відстань до місця замикання, в.о.		
		0,167	0,39	0,62
А	Без корекції	-0,096	-0,133	0,0095
	З корекцією	-0,115	-0,212	0,086
В	Без корекції	0,125	-0,19	0,272
	З корекцією	0,166	-0,351	0,541
С	Без корекції	-0,362	-0,605	-0,632
	З корекцією	-0,361	-0,555	-0,921
	Напруга без корекції, струм з корекцією	-0,195	-0,46	-0,533

3.3.5 Співставлення різних способів визначення відстані до місця пошкодження

Результати розрахунків відстані замикання (табл. 3.18, 3.19, 3.20) з використанням корегованих та некорегованих значень параметрів режиму показують, що похибка визначення відстані традиційним методом може досягати значень від -55,5 до 54,7%. З метою зменшення діапазону запропоновано комбінований метод визначення відстані до місця замикання фази на землю, основою якого є автоматичний вибір методу розрахунку у залежності від фази лінії, у якій виникло замикання, від плинних значень частки першої гармоніки у струмі та напрузі пошкодженої фази, а також з урахуванням результатів співставлення результатів визначення відстані за трьома методами (рис.3.11, табл. 3.24).

За рахунок використання в алгоритмі допустимих значень першої гармоніки враховуються особливості конкретної лінії СЦБ, а у разі визначення відстані до місця замикання автоматично обирається метод розрахунку, що забезпечує найменшу похибку.

Таблиця 3.24.

Похибки визначення відстані комбінованим методом, %

Фаза, що замкнулась	Відстань замикання фази на землю, в.о.		
	0,167	0,39	0,62
А	-3,2	-8,9	4,4
В	-0,1	3,9	7,9
С	-0,3	1,6	1,2

На рис.3.12 наведено алгоритм методу визначення відстані до замикання фази на землю ітераційним методом на математичній моделі СЦБ. Метод заснований на майже лінійній залежності скорегованої напруги пошкодженої фази від відстані замикання. При цьому виникає необхідність використання значення опору в місці замикання R_3 . Для визначення цього опору застосовується залежність опору к.з. від кута між вектором струму нульової

послідовності та вектором напруги фази або вектора між фазної напруги. Результати розрахунків залежності кута від опору наведено на рис. 3.13.

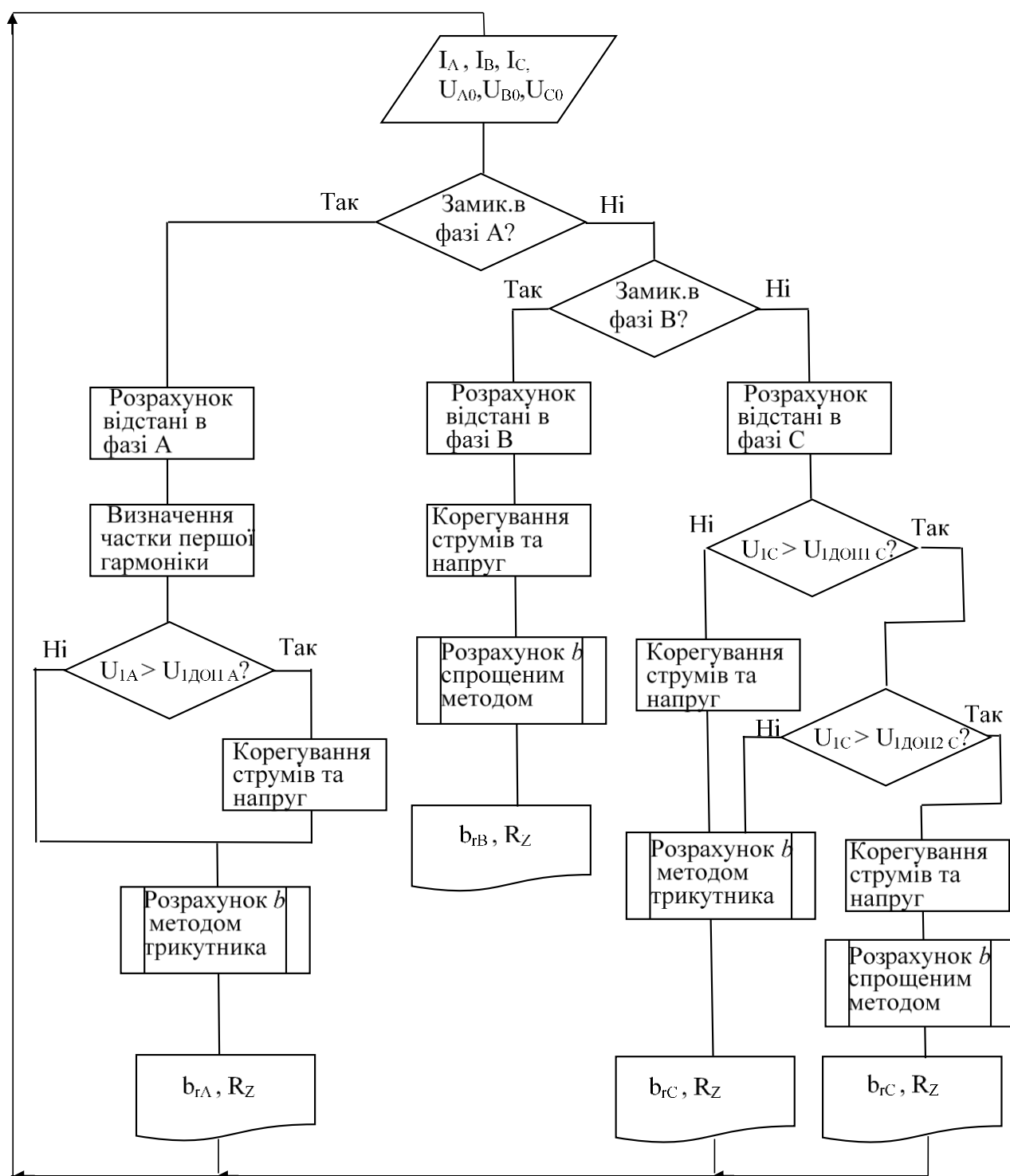


Рис.3.11. Алгоритм визначення відстані до замикання фази на землю комбінованим методом

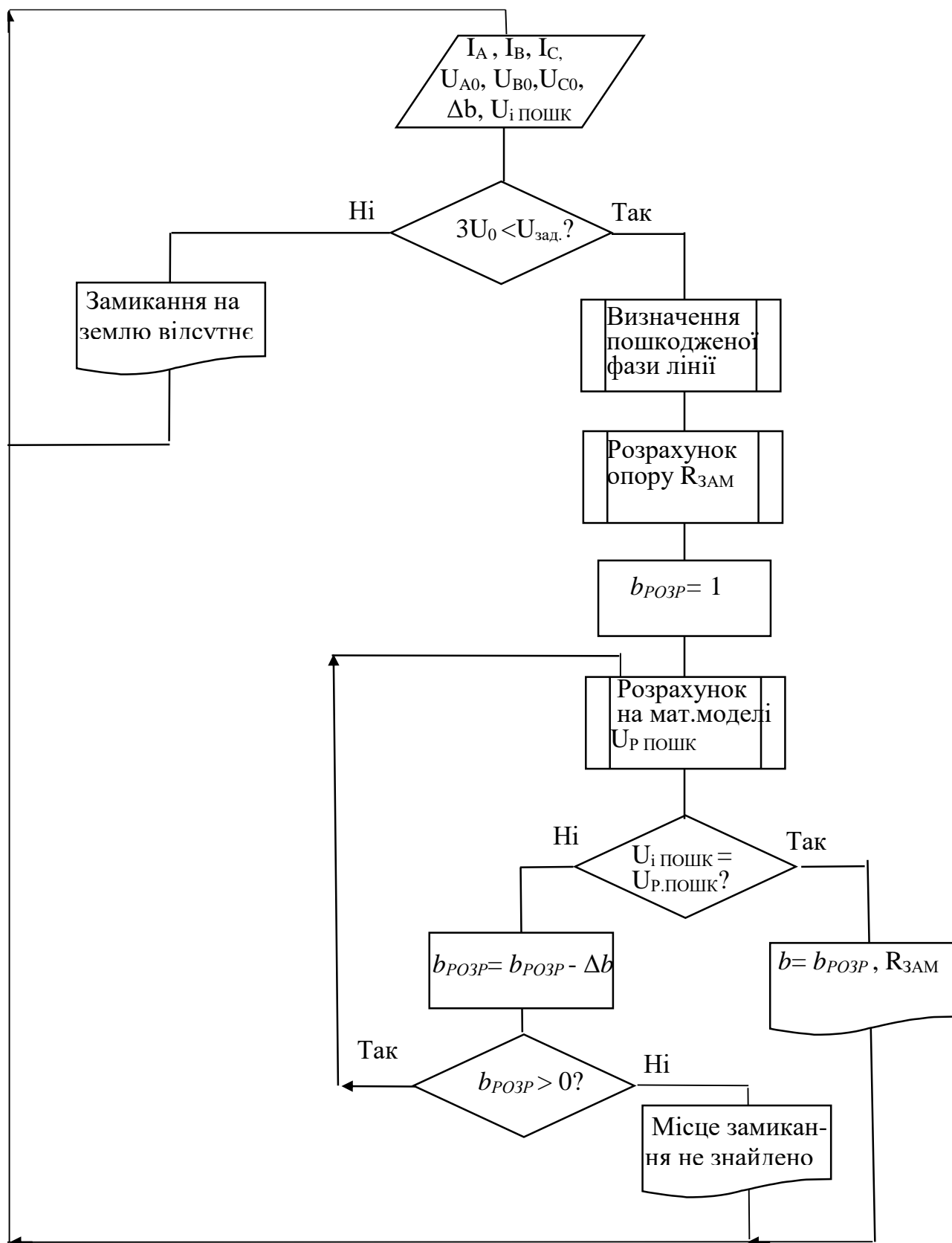


Рис.3.12. Алгоритм методу визначення відстані замикання фази на землю ітераційним методом на математичній моделі СЦБ.

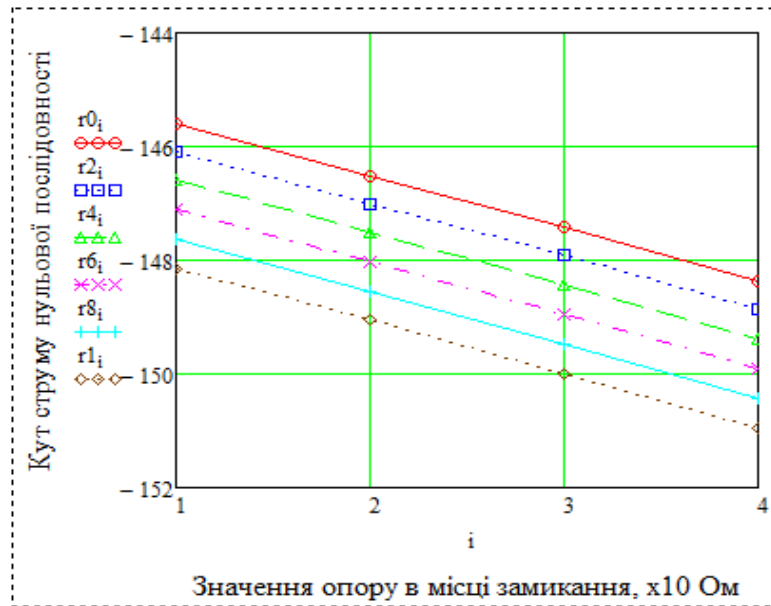


Рис.3.13. Залежність кута струму нульової послідовності від опору в місці замикання

Використання алгоритму визначення відстані ітераційним методом на математичній моделі СЦБ значно підвищує точність. Обов'язковою умовою використання методу є необхідність точного визначення кута.

3.4 Врахування в математичній моделі розподіленого навантаження лінії СЦБ

Сумірність струмів навантаження та струмів замикання на землю вимагає обов'язкового врахування струмів навантаження в математичній моделі вузла електричної системи з лінією СЦБ. Для цього можна створити модель, яка майже точно буде відображати реальне розташування вздовж лінії однофазних та трифазних трансформаторів навантаження. Але доцільність такого підходу може бути тільки у випадку незмінного у часі навантаження. Враховуючи те, що навантаження лінії СЦБ постійно змінюється в залежності від ситуації на залізниці, тобто змінюється випадково (стохастично), запропоновано визначити еквівалентне значення навантаження, яке лінійно змінюється в залежності від відстані (рис. 3.14). При цьому приймається, що навантаження розподіляється рівномірно між фазами, тобто фази лінії мають однакове навантаження.

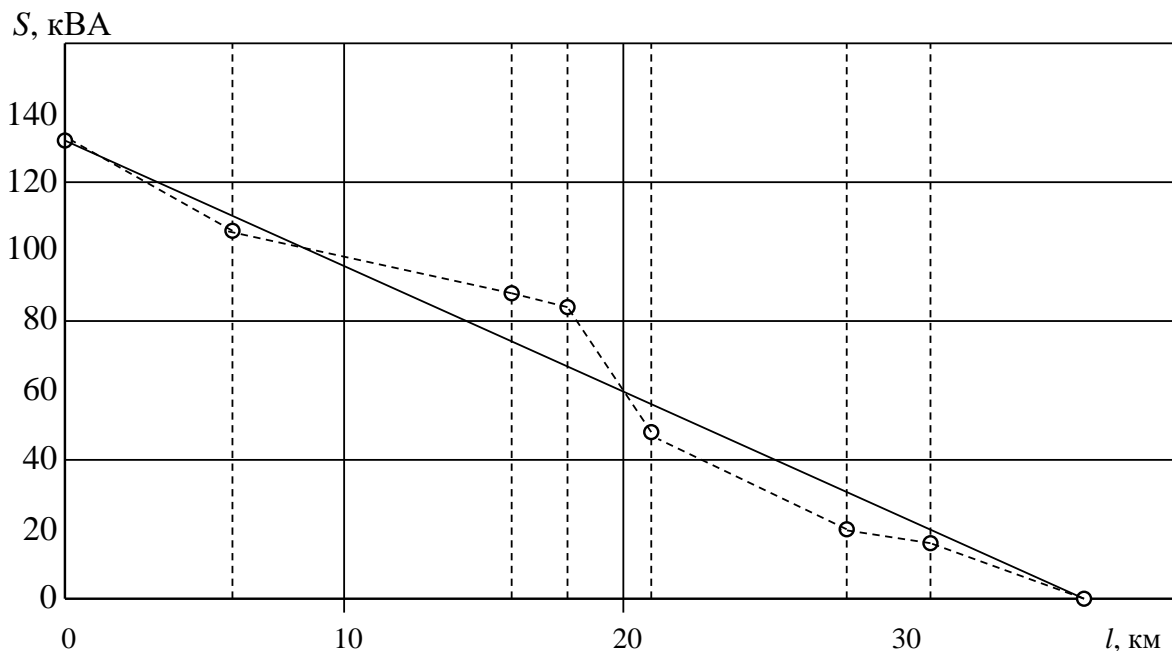


Рис.3.14. Розподіл сумарної потужності трансформаторів вздовж лінії СЦБ

Для знаходження еквівалентного навантаження лінія СЦБ (рис.2.1) поділена на 7 ділянок, які знаходяться між місцями перетину лінії СЦБ лініями електропередачі 35-330 кВ. Потужність у точках лінії (рис.3.14) визначалась підсумовуванням номінальних потужностей трансформаторів, що підключені на відповідній ділянці лінії.

Виходячи з максимального значення потужності навантаження 130 кВА та середнього значення $\cos \varphi = 0,8$ отримано значення навантаження $Z = 961 + j1282$ Ом. У разі моделювання реальних режимів лінії СЦБ враховується завантаження трансформаторів на 20-40%, а також неодноразовість підключення різних елементів навантаження.

3.5 Підвищення точності розрахунку падіння напруги на ділянці лінії СЦБ

У розділі 3 показано, що падіння напруги на ділянці лінії СЦБ, опір якої складає \underline{Z}_L^* , визначається за формулою (3.10) виходячи з теореми синусів для трикутника *ОДЕ*

прирівнюють. На підставі вимірної напруги пошкодженої фази A по відношенню до землі \dot{U}_{A0} необхідно визначити вектор падіння напруги $\dot{U}_{\text{пад}}$ на ділянці лінії від її початку до точки замикання тобто вектор OD , який є стороною трикутника EDO . Трикутник опирається на вектор падіння напруги \dot{U}_{A0} . Друга сторона трикутника розташована на лінії, що співпадає з напрямом лінії падіння напруги на величині опору лінії СЦБ $\dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L^*$. Цей напрям визначається шляхом додавання до кута вектора струму φ_{I_A} кута лінії $\varphi_L = 23,75^\circ$. Напрямок третьої сторони трикутника DE визначається напрямом вектора струму замикання \dot{I}_3 , з яким співпадає вектор падіння напруги на опорі R_3 від струму замикання \dot{I}_3 . Ця сторона отримується шляхом проведення лінії через точку a_0 паралельно вектору \dot{I}_3 . Координати точки a_4 перетину другої і третьої сторони трикутника – це координати кінця вектора падіння напруги $\dot{U}_{\text{пад}}$.

Для проведення через точку a_0 (E) лінії паралельно напрямку вектора \dot{I}_3 створюється чотирикутник $a_0 a_1 O a_2$ (лінія DE продовжується до перетину з віссю $+1$ у точці a_2 , лінія вектора \dot{I}_3 продовжується до перетину в точці a_1 з лінією, що проведена паралельно вісі $+1$ і проходить через кінець вектора \dot{U}_{A0} точку E). Сторона $a_0 a_1$ розташована паралельно вісі $+1$, тобто паралельно стороні чотирикутника $O a_2$. Координата точки a_1 дорівнюється координаті кінця вектора напруги \dot{U}_{A0} , тобто

$$\text{Im}(a_1) = \text{Im}(\dot{U}_{A0}). \quad (3.15)$$

Дійсна координата точки a_1 визначається з прямокутного трикутника $a_1 O a_5$ з урахуванням того, що кут вектора струму \dot{I}_3 відомий:

$$\text{tg } \varphi_3 = \frac{\text{Im}(a_1)}{\text{Re}(a_1)} = \frac{\text{Im}(\dot{I}_3)}{\text{Re}(\dot{I}_3)}. \quad (3.16)$$

Підставивши (3.15) в (3.16) отримаємо:

$$\text{Re}(a_1) = \frac{\text{Im}(\dot{U}_{A0}) \cdot \text{Re}(\dot{I}_3)}{\text{Im}(\dot{I}_3)}. \quad (3.17)$$

Виходячи з рівності сторін $O a_2$ та $a_0 a_1$ знаходиться дійсна координата точки a_2 :

$$\operatorname{Re}(a_2) = \operatorname{Re}(\dot{U}_{A0}) - \operatorname{Re}(a_1). \quad (3.18)$$

Щоб записати рівняння лінії $a_0 a_2$ необхідно визначити координату точки перетину a_3 . Кут між лінією $a_0 a_2$ та віссю $+1$ дорівнюється куту вектора струму замикання \dot{I}_3 , а тому

$$\operatorname{tg} \varphi_{I_3} = \frac{\operatorname{Im} a_3}{\operatorname{Re} a_2} = \frac{\operatorname{Im}(a_3)}{\operatorname{Re}(a_2)}. \quad (3.19)$$

Виходячи з (3.19) координата точки a_3 :

$$\operatorname{Im}(a_3) = \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot \operatorname{Re}(a_2). \quad (3.20)$$

Розглянемо елементи векторної діаграми у декартовій системі координат: вісь X суміщається з дійсною віссю $+1$, а вісь Y суміщається з віссю уявних значень $+j$.

Рівняння прямої, що проходить через точку a_3 (падіння напруги на опорі в місці замикання від струму замикання у залежності від значення цього опору):

$$y_1 = x \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 + \operatorname{Im}(a_3). \quad (3.21)$$

Рівняння прямої лінії, що відповідає залежності вектора падіння напруги на опорі ділянки лінії від довжини цієї ділянки, отримуємо шляхом повороту вектора струму фази A на кут лінії φ_L :

$$y_2 = x \cdot \operatorname{tg}(\varphi_A + \varphi_L). \quad (3.22)$$

Оскільки метою є визначення координат точки перетину прямих $y_1 = f(x)$ та $y_2 = f(x)$, то запишемо, що у точці перетину значення цих функцій рівні між собою, тобто $y_1 = y_2$ або

$$x \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 + \operatorname{Im}(a_3) = x \cdot \operatorname{tg}(\varphi_A + \varphi_L),$$

де $x = \operatorname{Re}(a_4)$, отримаємо

$$\operatorname{Re}(a_4) = \frac{\operatorname{Im}(a_3)}{\operatorname{tg}(\varphi_A + \varphi_L) - \operatorname{tg} \varphi_3}$$

Після визначення дійсної координати точки a_4 , з рівняння (3.21) знаходиться уявна координата y_4 точки a_4 .

Розглянутий алгоритм врахування кута α (у різних експериментах кут складає до 9-12 град.) дозволяє підвищити точність визначення місця замикання на 8-10%.

Враховуючи наявність обладнання лінії СЦБ, вибір якого виконаний у відповідності з існуючим робочим режимом, наприклад, трансформатори струму, необхідно оцінити припустимість збільшення струмів фаз лінії в нормальному режимі та в режимі замикання на землю.

Результати розрахунків режимів роботи лінії СЦБ на математичній моделі, параметри якої отримані з результатів експериментальних досліджень для випадку зміни режиму нейтралі силового трансформатора, що забезпечує живлення лінії, наведені в табл.3.25.

Таблиця 3.25.

Режими роботи лінії СЦБ

	Існуючий режим (ізолювана нейтраль)	Нормальний робочий режим, у якому нейтраль з'єднана з землею за допомогою опору*			Між кожною фазою лінії та землею включені ємності $2 \times 0,64 \text{ мкФ}$
		Активний опір 200 Ом	Індуктивний опір 200 Ом	Ємнісний опір 200 Ом	
Напруга зворотної послідовності, В	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2
Напруга нульової послідовності, В	971,2	72,5	79,0	67,7	230,5
Струм нульової послідовності, А	0,117	0,009	0,01	0,008	0,028

*- Основним недоліком методу з'єднання нейтралі силового трансформатора з землею є відсутність виведення нульової точки обмотки високої напруги трансформатора. Тобто для впровадження методу необхідно провести модернізацію трансформатора й вивести нульову точку.

Оцінка впливу кожного з варіантів на точність визначення відстані замикання на землю проведена на підставі аналізу результатів розрахунків режиму замикання на землю на відстані $b = 0,2 \text{ в.о.}$ з перехідним опором 3,3 Ом (табл.3.26).

Таблиця 3.26.

Параметри режиму замикання на землю фази

	Існуючий режим (ізолювана нейтраль)	Нормальний робочий режим, у якому нейтраль з'єднана з землею за допомогою опору			Між кожною фазою лінії та землею включені ємності 2x0,64 мкФ
		Активний опір 200 Ом	Індуктивний опір 200 Ом	Ємнісний опір 200 Ом	
Напруга нульової послідовності, В	5968,0	5750,0	5900,0	6024,0	5984,0
Струм нульової послідовності, А	0,102	9,41	9,85	10,02	2,34
Найбільше значення струму фази, А	2,05	29,5	28,9	30,8	7,8
Похибка визначення відстані замикання, %	2,23	0,09	0,23	- 0,09	- 0,9

Цілком зрозуміло що величина ємностей, які включаються між фазами та землею, впливає на точність визначення відстані до точки замикання. Розрахунки похибки на математичній моделі, що моделює реальну лінію, дозволяють визначити найбільш прийнятну величину ємності. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.27.

Таблиця 3.27.

Похибка визначення відстані замикання на землю у залежності від значення ємності, включеної між фазами лінії СЦБ та землею

Кількість ємностей 0,64 мкФ	Відстань точки замикання, в.о.								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0	4,7	2,23	1,42	1,02	0,8	0,66	0,58	0,53	0,51
1	-8,7	-4,02	-2,56	-1,91	-1,62	-1,5	-1,52	-1,61	-1,77
2	-2,05	-0,93	-0,6	-0,47	-0,43	-0,44	-0,48	-0,56	-0,65
3	-1,11	-0,49	-0,32	-0,26	-0,26	-0,28	-0,33	-0,4	-0,48
4	-0,74	-0,32	-0,21	-0,18	-0,19	-0,22	-0,27	-0,34	-0,42
5	-0,54	-0,23	-0,15	-0,13	-0,15	-0,19	-0,24	-0,31	-0,38

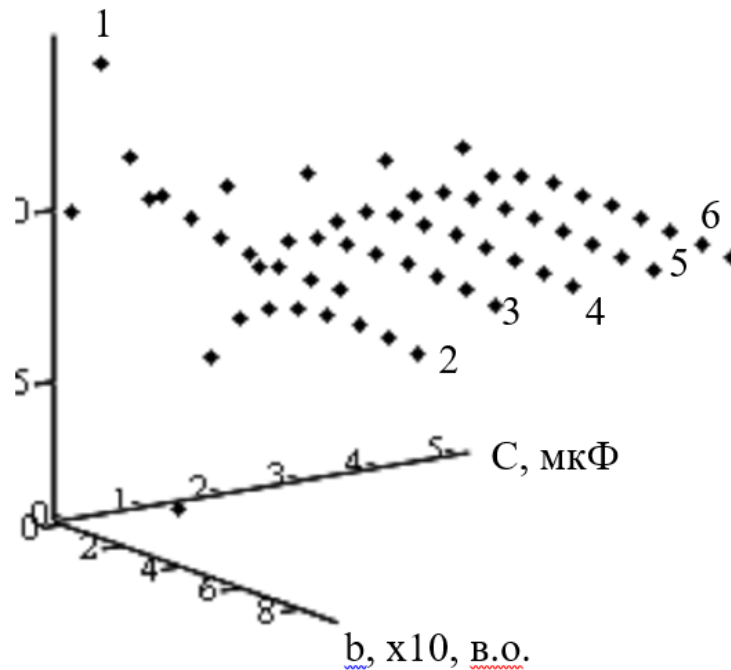


Рис.3.14 Залежність значення похибки визначення відстані від значень величин ємностей, що підключені між фазами СЦБ та землею: 1) $C=0$; 2) $C=0,64$ мкФ; 3) $C=2 \times 0,64$ мкФ; 4) $C=3 \times 0,64$ мкФ; 5) $C=4 \times 0,64$ мкФ; 6) $C=5 \times 0,64$ мкФ

3.6 Висновки до розділу 3

1. Методична похибка запропонованого методу визначення віддалі у разі використання ємностей $2 \times 0,64$ мкФ на лінії СЦБ не перевищує 1%, якщо виникає замикання у будь-якому місці лінії. Основною причиною цього є те, що у методі не враховується кут між вектором падіння напруги на лінії й вектором напруги пошкодженої фази по відношенню до землі.

2. У разі зміни навантаження у всьому реально можливому діапазоні максимальне значення похибки методу може досягати до 5%.

3. Використання вимірювальних трансформаторів струму та напруги класу 0,5 приводить до виникнення похибки визначення місця замикання до 1,4% майже у всьому можливому діапазоні зміни місця замикання на лінії. Але визначення віддалі замикання на землю на початку лінії супроводжується

похибкою до 40-50%, що потребує впровадження додаткових заходів з метою підвищення точності визначення відстані до замикання.

4. У разі використання ємностей $2 \times 0,64$ мкФ на лінії СЦБ похибка від впливу перехідного опору не перевищує 10%.

5. У зв'язку з наведеним впливом за рахунок ємнісних зв'язків та взаємоіндукції з сусідніми лініями у межах лінії СЦБ інформація про струми та напруги в ній значно спотворюється, що суттєво погіршує точність визначення віддалі до місця замикання. Ситуація може бути покращена, наприклад, шляхом усунення несиметрії напруги фаз по відношенню до землі. Частково це вдається досягнути за рахунок зменшення значення наведеної напруги у разі підключення ємностей між фазами лінії та землею.

6. Встановлено, що до традиційних факторів впливу на точність визначення місця замикання (похибки вимірювання струмів та напруг, перехідний опір в місці замикання), на лініях СЦБ додаються такі впливові фактори, як напруга, що наведена від контактної мережі, лінії ДПР та генерація значної частини вищих гармонік у параметрах режиму (струмах та напругах). Додатковим фактором, що впливає на точність визначення місця замикання, є залежність значення наведеної напруги на фазах лінії СЦБ від місця замикання, що обумовлено зміною напруги пошкодженої фази по відношенню до землі після замикання цієї фази.

7. Запропонована корекція параметрів режиму, у яких виявлено значний рівень вищих гармонік, проводиться шляхом визначення амплітуди параметра діленням амплітуди першої гармоніки на значення її частини у повному сигналі. Корекція дозволяє використовувати методи визначення відстані замикання, що засновані на використанні параметрів без вищих гармонік.

8. У реальних умовах нелінійного та частково не прогнозованого зв'язку параметрів режиму лінії з параметрами замикання на землю для визначення місця замикання запропоновано алгоритм, основою якого є автоматичний вибір методу розрахунку у залежності від фази лінії, у якій

виникло замикання, від плинних значень частки першої гармоніки у струмі та напрузі пошкодженої фази, а також з урахуванням результатів співставлення результатів визначення відстані за трьома методами.

9. Усі запропоновані методи дають можливість визначати значення опору у місці замикання, що дозволяє оцінювати характер замикання, а завдяки цьому точніше встановлювати місце замикання.

10. Визначення відстані ітераційним методом на математичній моделі СЦБ значно підвищує точність. Обов'язковою умовою використання методу є необхідність точного визначення кута між вектором струму нульової послідовності та вектором напруги фази або вектора між фазної напруги.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА І ВПРОВАДЖЕННЯ ІНТЕГРОВАНОЇ ГАЛУЗЕВОЇ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБЛАДНАННЯ ГОСПОДАРСТВА ЕЛЕКТРИФІКАЦІЇ ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ УКРЗАЛІЗНИЦІ

4.1 Вимоги до системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання та принципи її виконання

Створювана система моніторингу тягової підстанції за своїм призначенням визначається як інформаційна базова структура, яка покликана виконувати поряд з інформаційними функціями та функціями моніторингу також діагностування обладнання, а тому відноситься до класу автоматизованих систем управління технологічними процесами об'єкта, зокрема, в даному випадку електричної частини тягової підстанції і повинна відповідати тим загальним вимогам, які стосуються інформаційних систем енергетики. Ці вимоги декларовані низкою стандартизованих документів, наприклад, [69, 70], а також в найбільш повному обсязі визначені в роботах [71, 72, 68]. Серед основних можна виокремити вимоги до технічного оснащення, експлуатаційного впорядкування, метрологічного забезпечення та безпеки обслуговування. Крім вимог стосовно техніко-економічної спрямованості визначальними виступають також такі, що стосуються надійності функціонування, зокрема, безвідмовність, ремонтпридатність, завадостійкість та спроможність до самовідновлення.

Система моніторингу тягової підстанції, як складова в загальній структурі автоматизованої системи управління, повинна забезпечувати інформативність електроенергетичних об'єктів в нормальних, аварійних та після аварійних режимах та бути інтегрованою до єдиного комплексу разом з системами релейного захисту, протиаварійної автоматики та засобами управління комутаційними апаратами. В структурі СМОЕ повинна виконуватись концентрація інформації від мікропроцесорних релейних захистів та пристроїв керування силовими вимикачами, реєстраторів аварійних подій та лічильників електричної енергії, що дозволило б оперативному персоналу з автоматизованих

робочих місць проводити повний контроль технологічних параметрів, виконувати контроль стану технологічного обладнання та комутаційних апаратів.

Важливою вимогою, як зазначено вище, служить надійність функціонування СМОЕ, яка повинна виконуватись в складних умовах роботи електричного обладнання тягових підстанцій під впливом електромагнітних завад, які надходять від фідерів контактної мережі, силових перетворювальних тягових трансформаторів та силових вимикачів під час відключення ними струмів коротких замикань. Подібні завади не повинні впливати на точність отримування інформації про відтворювані режими. Крім електромагнітних завад на точність результатів моніторингу та діагностування накладаються помилки від вимірювальних кіл струмів та напруги за рахунок існування в них перехідних аперіодичних сигналів, спектру вищих гармонік та хвильових коливань, які як правило, завжди присутні в умовах виникаючих коротких замикань.

Не менш важливими вимогами до створюваних СМОЕ значаться вимоги стосовно їх обслуговування та експлуатації, керованості дій оперативного персоналу при максимальному забезпеченні автономного функціонування та необхідними протидіями, що сприяли б невтручання операторів в результати інформаційно-довідкових параметрів отримуваних даних. Незаперечною умовою побудови СМОЕ як інтегрованої структури в автоматизованих засобах інформаційних моніторингових систем постає її спроможність до інтеграції з необхідними структурами засобів автоматизації електроенергетичних об'єктів, простота при обслуговуванні, відкритість до модернізації і переоснащення та гарантовані зобов'язання виробників та постачальників.

Сукупність викладених вище вимог до технічних характеристик СМОЕ сприяють виробленню принципів побудови інформаційних систем моніторингу та діагностування:

1. Всеосяжність та перманентність виконуваних на об'єктах систем електропостачання залізниць, а зокрема, на тягових підстанціях інформаційно-моніторингових вимірювань про стан електрообладнання. Підсумовування в

кінцевих висновках результатів пошукань замовниками-користувачами виходячи з експлуатаційних вимог та науково-метрологічних стандартів.

2. Принцип єдиного інформаційно-вимірювального простору за умови миттєвого виміру та переадресування даних між суб'єктами моніторингу в межах одного електроенергетичного об'єкту.

3. Забезпечення якості отримуваної інформації в умовах перманентності та багаторівневої методологічної інтелектуалізації отримуваних даних в процесі обробки.

4. Принцип формування інформаційних висновків системою моніторингу, який повинен забезпечити: досконале наповнення отримуваною інформацією розв'язуваних на об'єкті моніторингу задач стосовно зручної для користування форми представлення вихідних результатів діагностування та моніторингу; послідовність зареєстрованих параметрів моніторингу та забезпечення збереження їх форми без порушення якості під час відображення інформації; здійснення надійного інформаційного забезпечення засобами сигналізації з відтворення подій в станах об'єктів моніторингу та діагностування на тягових підстанціях, зокрема, про релейний захист, системи керування комутаційними апаратами та інші.

5. Принцип довгострокового моніторингу в умовах аргументованої надмірності отримуваних даних за рахунок їх одночасного надходження через засоби єдиного часу, швидкісного опрацювання у відповідності з сукупністю задач, розв'язуваних створюваними системами моніторингу.

6. Створення єдиної бази даних та бази знань в умовах об'єднаного сховища інформації упорядкованої за інтелектуальними ознаками та відкритістю до обміну результатами моніторингу між різними об'єктами системи електропостачання Укрзалізниці стандартизованими засобами зв'язку.

7. Принцип захищеності інформаційного простору та його безпечність в умовах комплексного застосування інформації, одержуваної в задані проміжки реального часу та під час багаторазового використання.

Очевидно, що втілення визначених принципів для створюваних систем

моніторингу викликають певні труднощі, які стосуються необхідності опрацювання в реальному часі досить громіздких масивів інформації без витрати точності та збереженні високої надійності. Такі посилені вимоги можуть бути виконані лише в системах, побудованих на базі сучасних мікропроцесорних пристроїв, які можуть забезпечити необхідну швидкість без втрати надійності та збереженні чутливості. Сучасні комп'ютеризовані мікропроцесорні пристрої, що поряд з реєстрацією та вимірюванням визначених контрольованих параметрів проводять цілу низку дій, розширених через програмування додаткових функцій, зокрема, аналіз досліджуваних процесів, виведення результатів у зручній для користувача формі тощо. Така надфективність систем моніторингу слугується додатковими принципами в своїй побудові, які мають специфічні властивості завдяки мікропроцесорним архітектурним компонентам, а саме: надмірність в побудові програмованих пристроїв, багатопроцесорність, перерозподільність функцій, єдність банків інформації, схильність до перманентного розвитку, освоєння нових задач та розширення функціональності [71, 72].

Однією з характерних важливих ознак сучасних систем моніторингу вважається використання єдиної інформаційної бази, яка формується незалежно від виконуваних завдань та може бути затребувана до застосування різними інформаційними системами та засобами діагностування чи моніторингу. Єдина інформаційна основа прийшла на зміну тим інформаційним структурам, які забезпечували даними потреби окремих автоматизованих систем діагностування, моніторингу та керування[73, 20, 74, 75]. Незаперечною перевагою єдиної інформаційної бази є дублювання інформації та спроможність до резервування в кількості, яка могла б задовольнити вимоги різних автоматизованих систем без втрати якісних характеристик.

Всі розглянуті принципи побудови СМОЕ розкривають їх функціональні особливості, які зазвичай характерні для потужних складних комп'ютерних систем з їх подальшим розвитком, вдосконаленням при налагодженні та експлуатації. Вироблення принципів побудови СМОЕ проводилось у відповідності з міжнародними та вітчизняними документами зі стандартизації.

Головною метою створення системи є забезпечення надійності роботи систем електропостачання Укрзалізниці, підвищення на цій основі безпеки руху поїздів за рахунок:

- збільшення ефективності роботи систем електропостачання залізниць шляхом попередження про можливе виникнення аварійних відмов обладнання, визначення ресурсу роботи обладнання на основі діагностичних даних, прогнозування терміну служби обладнання;
- забезпечення моніторингу та діагностування основного електротехнічного обладнання та режимів роботи підстанції, обробки даних в реальному часі без виведення обладнання з експлуатації (під робочою напругою);
- технічного обслуговування найбільш значущого електротехнічного обладнання тягових підстанцій по його фактичному стану;
- впровадження засобів цифрової реєстрації параметрів і визначення місця пошкодження на фідерах контактної мережі змінного струму, ДПР та лініях з ізолюваною нейтраллю електрифікованих залізниць з розширеними функціями моніторингу стану основного обладнання;
- впровадження засобів діагностування стану силових трансформаторів;
- впровадження засобів синхронізації часу;
- мінімізації впливу людського фактору на процес збору, обробки, передавання та аналізу інформації;
- мінімізації часу отримання інформації;
- створення єдиного комплексу технічних та програмних засобів.

Система моніторингу обладнання тягової підстанції являє собою інтегровану ієрархічну систему моніторингу параметрів режимів роботи основного обладнання тягової підстанції, що поєднує функції моніторингу обладнання на основі цифрової реєстрації параметрів процесів, виконану на базі сучасних мікропроцесорних приладів.

Система моніторингу стану обладнання тягової підстанції призначається для автоматизованого моніторингу та діагностування стану основного електротехнічного обладнання та режимів його роботи.

Система відноситься до автоматизованих систем моніторингу електротехнічного обладнання тягової підстанції в нормальних, аварійних та післяаварійних режимах завдяки чому відбувається інтеграція в єдиний комплекс за рахунок концентрації інформації від цифрових реєстраторів аварійних подій, цифрових реєстраторів діагностування силових трансформаторів, пристроїв визначення відстані до місця пошкодження в мережах з ізолюваною нейтраллю – СЦБ [65], та дозволяє проводити контроль основного технологічного обладнання, відстежувати зміну параметрів режимів його роботи, забезпечити оперативний аналіз аварійної ситуації, діагностувати стан обладнання.

Система являє собою складний програмно-технічний комплекс моніторингу обладнанням ТП із застосуванням найсучасніших технологій в галузі автоматизації. Модульний принцип побудови дозволяє наступні (перспективні) розширення системи, інтеграцію нових підсистем.

На сьогоднішній день дана система не має аналогів.

Технологічним об'єктом моніторингу для даної системи є основне обладнання тягової підстанції змінного струму, а саме:

- силовий трансформатор;
- вимірювальні трансформатори напруги;
- силові вимикачі;
- пристрої автоматики та релейного захисту;
- фідери контактної мережі напругою 27,5 кВ;
- лінії ДПР;
- лінії СЦБ.

Апаратура СМОЕ розміщується в приміщеннях щита керування тягової підстанції, дистанції електропостачання, дорожнього енергодиспетчерського пункту, центрального енергодиспетчерського пункту Укрзалізниці.

4.2 Структурна побудова та функціональні можливості СМОЕ

СМОЕ є інтегрованою ієрархічною системою і складається з наступних підсистем:

- підсистема цифрової реєстрації параметрів процесів;
- підсистема обробки, аналізу та візуалізації даних;
- підсистема зв'язку компонентів СМОЕ;
- підсистема синхронізації вимірювань.

Повна структура СМОЕ показана на рис. 4.1 (а), рівень тягової підстанції на рис. 4.1 (б).

Вимірювання параметрів технологічного процесу, параметрів роботи основного обладнання виконуються цифровими реєстраторами від первинних давачів, що об'єднані у відповідну підсистему.

Сигнали від датчиків технологічних (неелектричних) параметрів обладнання, що характеризують стан цього обладнання (температура, вологість трансформаторного масла) вводяться за допомогою уніфікованих аналогових сигналів постійного струму.

Візуалізація даних СМОЕ відбувається на моніторах АРМ чергового тягової підстанції, чергового енергодиспетчера дистанції електропостачання, чергового енергодиспетчера дорожнього енергодиспетчерського пункту, чергового енергодиспетчера центрального енергодиспетчерського пункту Укрзалізниці. При побудові системи передбачена можливість подальшого розвитку в частині передачі даних моніторингу основного обладнання тягової підстанції на інші рівні керування.

Для технологічного обладнання з напругою 10, 27,5, 110 (150) кВ при вимірюванні електричних величин (струму, напруги, активної і реактивної

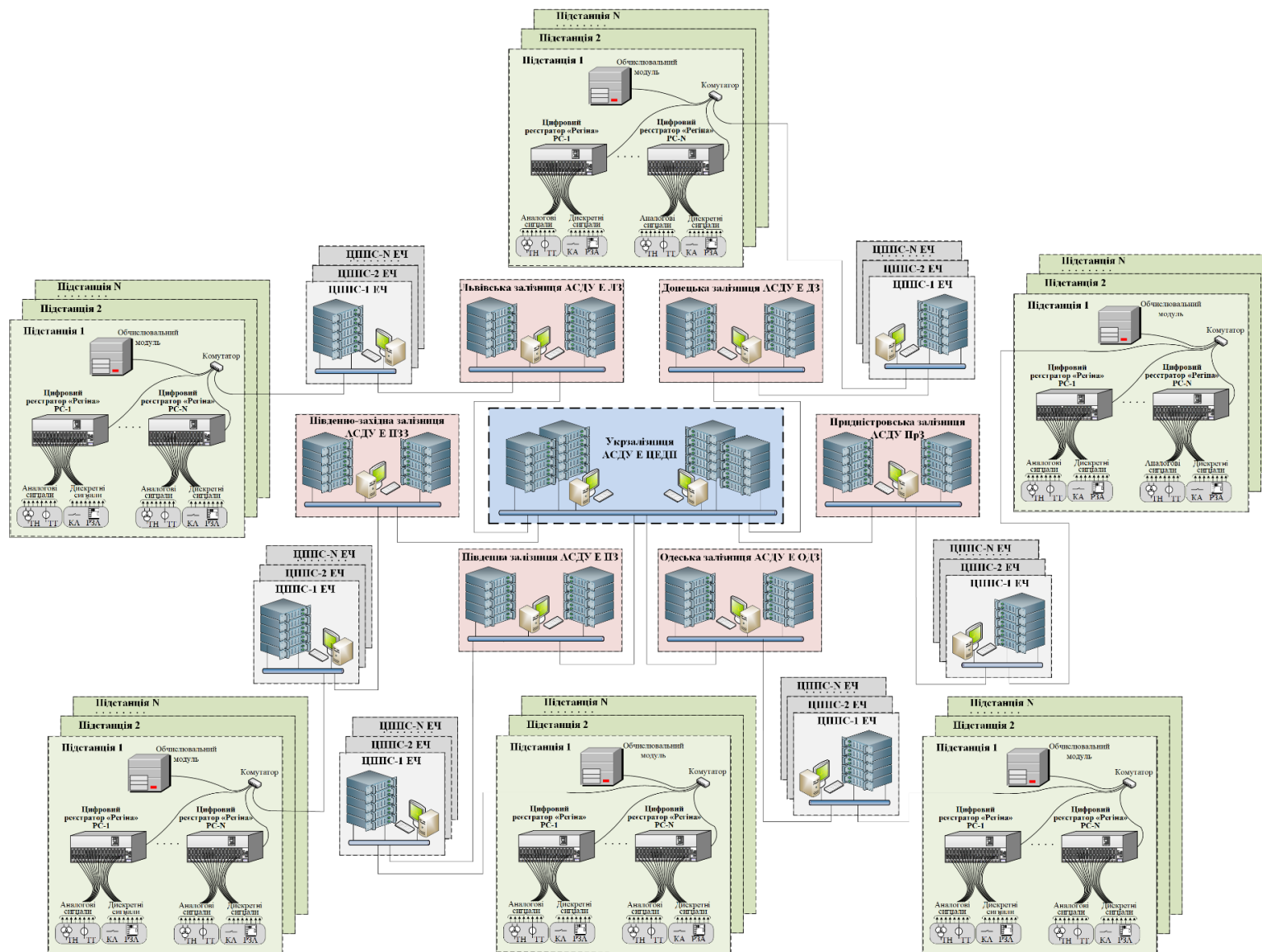
потужностей та ін.), введення поточних значень в СМОЕ здійснюється по кожній фазі від вимірювальних ТС та ТН в пристрої відповідної підсистеми. Інформація від ТС, ТН, датчиків неелектричних параметрів та від ЩПС 110 (220) В надходить до системи без проміжних аналогових вимірювальних перетворювачів.

Для забезпечення визначення відстані до місця пошкодження в мережах з ізольованою нейтраллю трансформатор, який живить лінію СЦБ, на стороні 10 (6) кВ повинен мати схему «зірка» з виведеною нейтраллю та мати можливість її заземлення через відповідний комутуючий апарат (роз'єднувач) з дистанційним керуванням. Лінії СЦБ, які підлягають контролюванню та визначенню місця пошкодження, повинні мати трансформатори струму в кожній фазі.

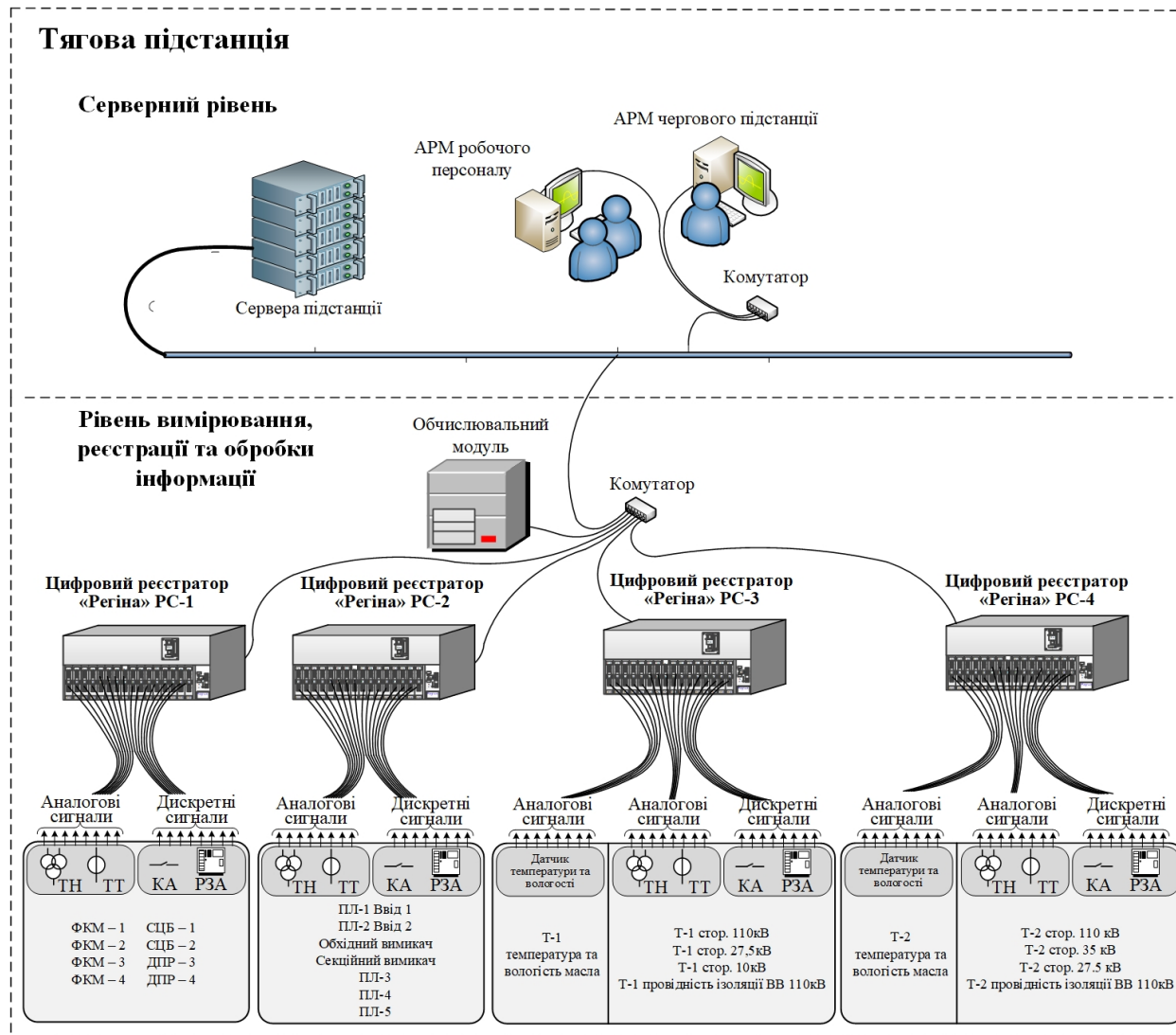
Визначення місця пошкодження на лініях СЦБ під час однофазних замикань на землю з додатково встановленими конденсаторами, дво-, трифазних коротких замикань проводиться в автоматичному режимі з видачею експрес-інформації. Для визначення місця пошкодження під час однофазних замикань без додатково встановлених конденсаторів після появи сигналу «земля на лінії» лінію СЦБ необхідно тимчасово перевести в режим роботи з заземленою нейтраллю. Для цього необхідно відключити лінію та включити нейтраль на «землю», а потім включити лінію на коротке однофазне замикання. Після спрацювання релейного захисту та відключення лінії система в автоматичному режимі визначить відстань до замикання на землю з видачею відповідної експрес-інформації.

У ході обробки інформації виконуються наступні операції (в загальному випадку):

- масштабування (обчислення реальних значень фізичних величин в іменованих одиницях з урахуванням коефіцієнтів трансформації ТС, ТН і т.д.);
- обчислення розрахункових величин (активна і реактивна потужність, $\cos \varphi$, частота, тангенс діелектричних втрат, повна провідність, тощо);
- порівняння з попереджувальними і аварійними уставками;



a)



б)

Рис. 4.1 Структура системи моніторингу обладнання тягової підстанції.

- присвоєння позначок часу подіям (перевищення/зниження сигналів у порівнянні з уставками).

Загальна похибка вимірювання режимних електричних параметрів для всього каналу вимірювання не перевищує 1 %, при точності ТС і ТН не гірше 0,5%, та втратах в кабелях від ТС/ТН до релейного залу, які не перевищують встановлені норми.

Крім самодіагностики мікропроцесорних пристроїв при первинній обробці інформації виконується перевірка достовірності вхідних аналогових сигналів. З цією метою використовуються алгоритми перевірки і забезпечення достовірності:

- перевірка джерела сигналу і ліній сполучення (сигнал повинен знаходитися в межах допустимого діапазону);
- загальна перевірка;
- програмна перевірка математично зв'язаних параметрів (при можливості).

Подальша обробка виконується тільки з достовірними сигналами.

Для кожного сигналу передбачена можливість контролю виходу за встановлені межі і повернення сигналу в норму. Вихід за межі (повернення в норму) кваліфікується як подія, при цьому вихід за аварійну межу кваліфікується як тривога. Зазначені події реєструються в системі з присвоєнням позначки часу, відображаються на екранах моніторів, фіксуються в базі даних.

СМОЕ базується на сучасному обладнанні з використанням стандартних інформаційних та програмних технологій, має модульний принцип побудови та передбачає можливість подальшого розширення з розширенням об'єкту і модернізації програмно-технічного комплексу [79, 80].

Технічні засоби, що використовуються в СМОЕ, мають відповідні сертифікати, технічну підтримку виробника (уповноваженої організації), забезпечуються гарантійним та післягарантійним обслуговуванням.

Діючий зразок інтегрованої галузевої системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці показано на рис.4.2.



Рис. 4.2 Діючий зразок інтегрованої галузевої системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці на ТП «Бобрик».

4.2.1 Підсистема цифрової реєстрації параметрів процесів

Підсистема цифрової реєстрації параметрів процесів призначена для реєстрації первинної інформації від давачів даних параметрів процесів, накопичення та її первинної обробки з метою представлення для подальшого використання в підсистемі обробки, аналізу та візуалізації даних моніторингу обладнання тягової підстанції [76, 77].

Підсистема використовується як джерело інформації про технологічні параметри роботи основного обладнання. Будується на окремих локальних цифрових реєстраторах, що поєднуються в підсистему за допомогою локальної обчислювальної мережі. Обмін інформацією базується на транспортному протоколі TCP/IP. На основі цієї інформації забезпечується можливість визначення порушення нормального режиму і оцінки стану та правильності роботи основного обладнання тягової підстанції.

Давачами підсистеми є трансформатори струму та напруги контрольованих приєднань, струми збігання високовольних вводів силового трансформатора, струми від датчика температури та вологості трансформаторного масла, напруга ЩПС.

Підсистема забезпечує реєстрацію інформації шляхом осцилографування (запису миттєвих значень аналогових і дискретних величин) з наступним збереженням її в базі даних.

Осцилографуванню (реєстрації) підлягають:

- нормальні режими роботи основного обладнання;
- електромагнітні перехідні процеси, що пов'язані з порушеннями в роботі контактної мережі 27,5 кВ, ліній ДПР, СЦБ, ПЛ 110 (150) кВ;
- зміна положення комутаційних апаратів;
- робота пристроїв РЗА;
- інші параметри роботи основного обладнання, що можуть бути використані для моніторингу.

Об'єм аналогової інформації, що реєструється цифровими реєстраторами наведений в табл. 4.1.

Перелік дискретних сигналів, засоби їх підключення відповідають переліку та особливостям основного обладнання ТП, що підлягає моніторингу.

Предбачена можливість завдання часу загальної тривалості запису осцилограм та тривалості доаварійного режиму. Всі цифрові реєстратори занесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки та мають наступні характеристики:

- час запису аварійних подій (доаварійних, аварійних, після аварійних) – не менше 60 сек;
- припустима кратність струму (до номінального струму к.з.) – не менше 40;
- максимальна основна приведена похибка реєстрації та відображення – не більше 1 %;
- частота реєстрації – не менше 1000 Гц;
- визначення гармонічного складу струмів та напруг – до 9 гармоніки включно;
- для визначення стану основного обладнання ТП забезпечена передача в підсистему обробки, аналізу та візуалізації даних миттєвих або діючих значень нормального режиму.

Предбачена можливість тестового пуску всіх локальних цифрових реєстраторів (окремого ЦР) для контролю працездатності.

Автоматичний пуск локальних цифрових реєстраторів проводиться за такими факторами (сукупності факторів):

- перевищення аналоговим сигналом уставки пуску;
- зниження аналогового сигналу нижче уставки пуску;
- перевищення розрахунковим аналоговим каналом уставки пуску;
- зниження розрахункового аналогового каналу нижче уставки пуску;
- зміна стану будь-якого дискретного сигналу або групи сигналів.

При запуску здійснюється блокування від тривалого пуску при постійно спрацьованому пусковому органі або багаторазовому спрацюванні, якщо ці спрацювання не пов'язані з роботою РЗА.

Робота підсистеми супроводжується спеціалізованим програмним забезпеченням, що дозволяє виконувати:

- завдання та корекцію параметрів реєстрації нормального режиму;
- завдання та корекцію уставок запуску ЦР;
- отримання, первинну обробку файлів аварійних подій;
- контроль функціонування підсистеми та окремих ЦР;
- експорт файлів осцилограм в формат, передбачений стандартом COMTRADE.

Інтеграція підсистеми до СМОЕ проводиться за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. Інформація про спрацювання цифрових реєстраторів, про параметри нормального режиму, про результати самодіагностики та інше, зберігається у відповідних таблицях бази даних.

4.2.1.1 Первинні датчики вимірювання електричних та неелектричних параметрів. Вимірювання струмів та напруг на приєднаннях виконується від вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Вимірювання струмів збігання від ізоляції високовольтних вводів виконується за допомогою датчиків контролю стану вводів високовольтного обладнання типу DB-2, які встановлюються на виводах ПНН високовольтних вводів силових трансформаторів.

Таблиця 4.1.

Об'єм аналогової інформації, яка реєструється цифровими реєстраторами

Тягова підстанція							
Реєстрація аварійних подій РС-1 (6(10), 27,5 кВ)		Реєстрація аварійних подій РС-2 (110(150) кВ)		Моніторинг трансформатора РС-3 (Т1)		Моніторинг трансформатора РС-4 (Т2)	
№ п/п	Найменування каналу	№ п/п	Найменування каналу	№ п/п	Найменування каналу	№ п/п	Найменування каналу
1	Ia ФКМ-1	1	Ia ПЛ-1	1	Ia Т-1 110 кВ	1	Ia Т-2 110 кВ
2	Ia ФКМ-2	2	Ib ПЛ-1	2	Ib Т-1 110 кВ	2	Ib Т-2 110 кВ
3	Ia ФКМ-3	3	Ic ПЛ-1	3	Ic Т-1 110 кВ	3	Ic Т-2 110 кВ
4	Ia ФКМ-4	4	Ia ПЛ-2	4	3I0 Т-1 110 кВ	4	3I0 Т-2 110 кВ
5	Ib ФКМ-5	5	Ib ПЛ-2	5	Ua Т-1 110 кВ	5	Ua Т-2 110 кВ
6	Ib ФКМ-6	6	Ic ПЛ-2	6	Ub Т-1 110 кВ	6	Ub Т-2 110 кВ
7	Ib ФКМ-7	7	Ia Обхідний вимикач	7	Uc Т-1 110 кВ	7	Uc Т-2 110 кВ
8	Ib ФКМ-8	8	Ib Обхідний вимикач	8	Ia Т-1 35 кВ	8	Ia Т-2 35 кВ
9	I ЗВ	9	Ic Обхідний вимикач	9	Ib Т-1 35 кВ	9	Ib Т-2 35 кВ
10	Ia СВ	10	Ia Секційний вимикач	10	Ic Т-1 35 кВ	10	Ic Т-2 35 кВ
11	Ib СВ	11	Ib Секційний вимикач	11	Ua Т-1 35 кВ	11	Ua Т-2 35 кВ
12	Ia ДПР-1	12	Ic Секційний вимикач	12	Ub Т-1 35 кВ	12	Ub Т-2 35 кВ
13	Ib ДПР-1	13	Ua ТН-1	13	Uc Т-1 35 кВ	13	Uc Т-2 35 кВ

14	Ia ДПР-2	14	Ub ТН-1	14	3U0 Т-1 35 кВ	14	3U0 Т-2 35 кВ
15	Ib ДПР-2	15	Uc ТН-1	15	Ia Т-1 27,5 кВ	15	Ia Т-2 27,5 кВ
16	Ua	16	Ua ТН-3 ОВ	16	Ib Т-1 27,5 кВ	16	Ib Т-2 27,5 кВ
17	Ub	17	Ub ТН-3 ОВ	17	Ic Т-1 27,5 кВ	17	Ic Т-2 27,5 кВ
18	Ia СЦБ-1	18	Uc ТН-3 ОВ	18	Uab Т-1 27,5 кВ	18	Uab Т-2 27,5 кВ
19	Ib СЦБ-1	19	Ia ПЛ-3	19	Ubc Т-1 27,5 кВ	19	Ubc Т-2 27,5 кВ
20	Ic СЦБ-1	20	Ib ПЛ-3	20	Uca Т-1 27,5 кВ	20	Uca Т-2 27,5 кВ
21	Ua ТН СЦБ-1	21	Ic ПЛ-3	21	Ia ввод Т-1	21	Ia ввод Т-2
22	Ub ТН СЦБ-1	22	Ia ПЛ-4	22	Ib ввод Т-1	22	Ib ввод Т-2
23	Uc ТН СЦБ-1	23	Ib ПЛ-4	23	Ic ввод Т-1	23	Ic ввод Т-2
24	3U0 ТН СЦБ-1	24	Ic ПЛ-4	24	Температура масла Т-1	24	Температура масла Т-2
25	Ia СЦБ-2	25	Ia ПЛ-5	25	Вологість масла Т-1	25	Вологість масла Т-2
26	Ib СЦБ-2	26	Ib ПЛ-5	26	Ua ТВП-1	26	Ua ТВП-2
27	Ic СЦБ-2	27	Ic ПЛ-5	27	Ub ТВП-1	27	Ub ТВП-2
28	Ua ТН СЦБ-2	28	Ua ТН-2	28	Uc ТВП-1	28	Uc ТВП-2
29	Ub ТН СЦБ-2	29	Ub ТН-2	29	U+- АБ-1	29	U+- АБ-2
30	Uc ТН СЦБ-2	30	Uc ТН-2	30	U+земля АБ-1	30	U+земля АБ-2
31	3U0 ТН СЦБ-2	31	3U0 ТН-1	31	U-земля АБ-1	31	U-земля АБ-2
32	I УПК	32	3U0 ТН-2	32		32	

Вимірювання температури та вологості трансформаторного масла виконується за допомогою датчиків температури та вологості трансформаторного масла.

4.2.2 Підсистема обробки, аналізу та візуалізації даних

Підсистема призначена для безперервної обробки та аналізу в реальному часі первинної інформації, що надходить від підсистеми цифрової реєстрації параметрів процесів. Дана підсистема виконує основні функції та алгоритми моніторингу основного обладнання ТП та візуалізує результати роботи СМОЕ в цілому.

Основою підсистеми є обчислювальний модуль на якому виконуються задачі обробки вхідних повідомлень, налаштування роботи СМОЕ, приймання первинних даних, робота з базою даних СМОЕ, обробка, аналіз та видача даних для візуалізації на АРМ чергового ТП та інші АРМ(и).

Обмін інформацією з іншими компонентами СМОЕ базується на транспортному протоколі TCP/IP. В частині моніторингу стану основного обладнання виконуються наступні функції:

- моніторинг стану силового трансформатора;
- моніторинг стану вимірювальних трансформаторів напруги;
- моніторинг стану вимикачів змінного струму 10, 27,5, 110 кВ;
- моніторинг стану автоматики та релейного захисту;
- моніторинг фідерних вимикачів
- та фідерів контактної мережі, ліній ДПР, ліній СЦБ.

4.2.2.1 Моніторинг стану силового трансформатора.

Моніторинг стану силового трансформатора відбувається за рахунок:

- контролю тангенса кута діелектричних втрат, ємності й повної провідності ізоляції, струмів небалансу ізоляції високовольтних вводів;
- контролю температури трансформаторного масла;
- контролю вологості трансформаторного масла;

- контролю роботи РПН силового трансформатора.

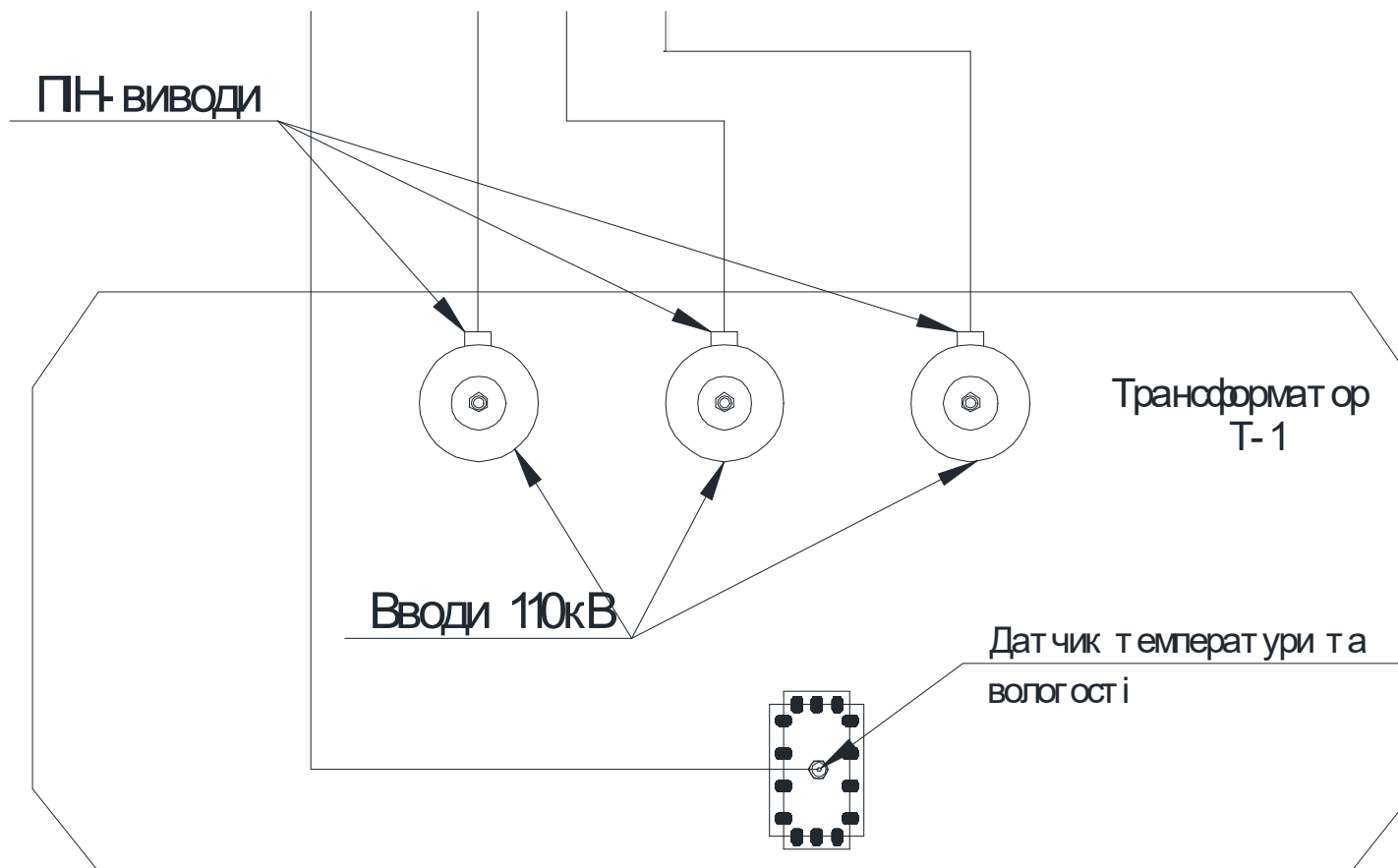
Контроль тангенса кута діелектричних втрат, ємності та повної провідності ізоляції, струмів небалансу ізоляції високовольтних вводів досягається за рахунок вимірювання струмів витоку вводів та робочої напруги по кожній фазі. За цими даними автоматично проводиться визначення тангенса кута діелектричних втрат, ємності та повної провідності ізоляції, струмів небалансу. В системі встановлюються два значення уставки по тангенсу кута діелектричних втрат та модулю повної провідності ізоляції – попереджувальна уставка і на сигнал відключення. Вимірювання здійснюється автоматично, кожну секунду, під робочою напругою, без участі людини [78].

Для контролю температури та вологості трансформаторного масла в силовий трансформатор вмонтовується відповідний датчик до рис. 4.3.

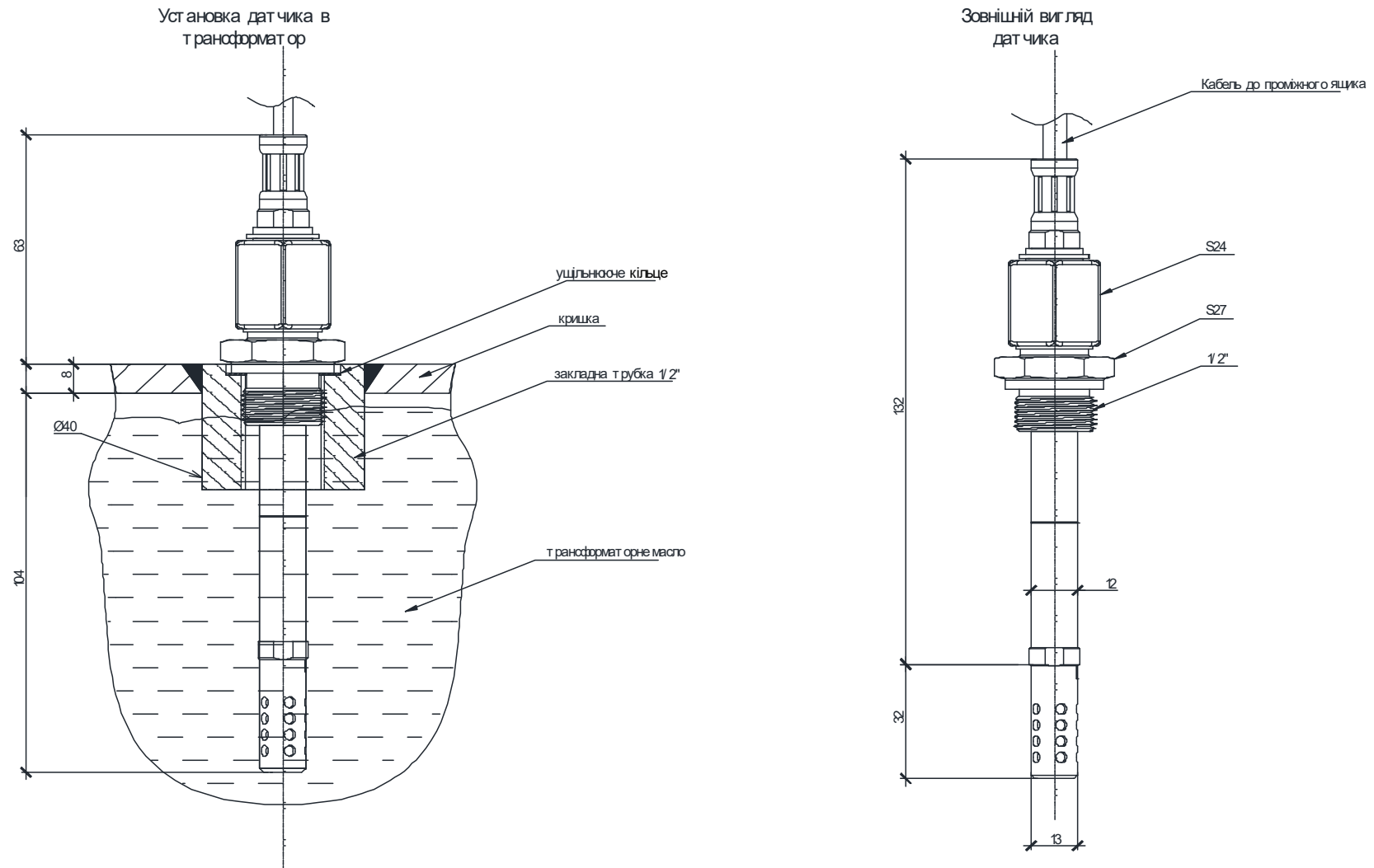
Контроль роботи РПН силового трансформатора досягається шляхом розрахунку в реальному часі коефіцієнту трансформації силового трансформатора з урахуванням навантаження.

4.2.2.2 Моніторинг стану вимірювальних трансформаторів напруги. Для визначення стану вимірювальних трансформаторів напруги забезпечується постійний автоматичний контроль за рівнем дійсних значень напруги кожної фази (або лінійних напруг) низької сторони трансформатора напруги з постійним відслідковування співвідношення між сусідніми фазами (лінійними напругами). При довготривалому значному збільшенні напруги на одній із фаз (лінійної напруги) СМОЕ автоматично генерується відповідна аварійна сигналізація (повідомлення) про можливе руйнування ізоляції вимірювального трансформатора напруги.

Моніторинг стану вимірювальних трансформаторів напруги проводиться автоматично, під робочою напругою, без участі людини.



а)



б)

Рис. 4.3. Встановлення датчика температури та вологості трансформаторного масла силового трансформатора.

4.2.2.3 Моніторинг стану силових вимикачів змінного струму. Параметри, які підлягають контролю:

1. Комутаційний ресурс по струму.

Для визначення комутаційного ресурсу по струму на вхід системи надходять дані з трансформатора струму приєднання, на якому встановлений вимикач і дискретні сигнали з блок-контактів вимикача. При відключенні вимикача відбувається вимір комутованого струму і визначається факт відключення вимикача по роботі блок-контактів. Якщо комутований струм більше уставки відбувається підсумовування з занесенням в базу даних;

2. Механічний ресурс.

Для визначення механічного ресурсу використовується алгоритм, як і для визначення комутаційного ресурсу по струму, але в цьому випадку підсумовуються і заносяться у відповідну базу даних всі відключення вимикача, незалежно від значень струму;

3. Час відключення.

Для визначення часу відключення вимикача на вхід системи надходить інформація з контактів, що характеризують момент подачі команди на відключення, контактів відключеного стану вимикача і струму від трансформатора струму приєднання. За цими параметрами система визначає час відключення вимикача.

Моніторинг високовольтних вимикачів змінного струму проводиться автоматично, під робочою напругою, без участі людини.

4.2.2.4 Моніторинг стану автоматики та релейного захисту. Моніторинг стану автоматики та релейного захисту досягається за рахунок реєстрації цифровим реєстратором аварійної події з наступним аналізом роботи пристроїв автоматики та релейного захисту.

4.2.2.5 Моніторинг фідерів контактної мережі, ліній ДПР, ліній СЦБ, ПЛ 110 (150) кВ. Моніторинг фідерів контактної мережі, ліній

ДПР, ліній СЦБ, ПЛ 110 (150) кВ досягається за рахунок фіксації фактів порушення в роботі ліній та визначення місця пошкодження на цих приєднаннях на основі аналізу зареєстрованих аварійних подій цифровими реєстраторами підсистеми цифрової реєстрації параметрів процесів з автоматичною трансляцією основних параметрів пошкодження в список подій бази даних СМОЕ.

4.2.3 Підсистема зв'язку компонентів СМОЕ. Підсистема зв'язку компонентів СМОЕ призначена для організації обміну даними між підсистемами. В якості основного обладнання підсистеми застосовуються стандартні апаратно-програмні технічні засоби для організації локальних обчислювальних мереж з транспортними протоколами TCP/IP, які вибиралися на етапі проектування системи.

Безпечне користування системою відбувається за рахунок застосування захисту даних від несанкціонованого доступу за допомогою засобів операційної системи. Адресація серверів, комп'ютерів, обчислювальних модулів, їхні параметри зв'язку визначалися на етапі проектування системи та коригувалися під час її впровадження.

Передбачена можливість подальшого розвитку СМОЕ в частині передачі даних моніторингу на вищі рівні керування.

4.2.4 Підсистема синхронізації вимірювань. Підсистема синхронізації вимірювань базується на приведенні локальних таймерів цифрових реєстраторів у відповідність до супутникових сигналів системи GPS, з метою однозначного визначення часу події зафіксованої різними підсистемами та формування єдиної часової шкали в СМОЕ [50].

Компоненти СМОЕ мають можливість синхронізації вимірювань за часом GMT (UTC). Підсистема синхронізації часу виконується окремим комплексом ПТЗ в складі:

- антена зв'язку з сателітами;

- перетворювачі сигналу (приймачі);
- обладнання для створення мережі;
- мережа передачі даних точного часу.

Вказаний комплекс ПТЗ забезпечує автоматичний перехід на літній та зимовий час при обробці даних прикладних задач відповідними підсистемами СМОЕ. Розбіжність в часі однієї зафіксованої події різними підсистемами не перевищує 20 мксек. Підсистема синхронізації часу циклічно автоматично не менше 1 разу на 10 хвилин проводить контроль синхронізації вимірювань елементів СМОЕ.

4.3 Умови експлуатації, безпека та вплив на навколишнє природне середовище

При створенні та експлуатації інтегрованої галузевої системи моніторингу обладнання тягових підстанцій були дотримані вимоги, викладені в останніх редакціях нормативних документів України з:

- техніки безпеки;
- охорони праці;
- пожежної безпеки;
- екологічної безпеки.

Основний режим експлуатації системи – цілодобовий.

В режимі обслуговування та відновлення функціонування системи або її елементів передбачена можливість виконання спеціальних тестових програм з метою визначення стану програмних і технічних засобів, які забезпечують оцінку і видачу відповідних повідомлень.

Технічні засоби системи можуть експлуатуватися в закритих приміщеннях з наступними умовами:

- температура навколишнього середовища $+5^{\circ}\text{C} \dots +45^{\circ}\text{C}$;
- відносна вологість повітря $<90\%$ (при $T = 25^{\circ}\text{C}$) без конденсації;
- висота установки над рівнем моря – не більше 2000 м;

– навколишнє середовище невибухонебезпечне, що не містить струмопровідного пилю, агресивних газів і пари.

Технічні засоби системи, які розташовуються в неопалюваних приміщеннях (на ВРП та відкритому повітрі), відповідають нормам виконання У1 по [81] і можуть працювати при температурі від $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ і відносній вологості повітря до 98% (при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$) в умовах підвищеної запиленості повітря і дії впливу електромагнітних полів.

Технічне обслуговування системи включає щоденний контроль функціонування і відновлення працездатності системи при несправності і відмові технічних та програмних засобів.

Елементи системи підключаються до однофазної електричної мережі змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою 220 В щита власних потреб та до щита постійного струму напругою 110 (220) В, при найбільших відхиленнях рівня напруги $-15\% \dots +10\%$.

Термін служби обладнання і апаратури системи не менше 10 років.

Система забезпечує автоматичне цілодобове функціонування у частині реєстрації, обробки, відображення та архівування інформації за умови отримання необхідних даних від первинних давачів, з автоматичним формуванням аварійних файлів при досягненні уставок запуску на реєстрацію аварійного процесу.

СМОЕ в безперервному цілодобовому режимі автоматично оцінює значення контрольованих параметрів, забезпечуючи їх візуалізацію і сигналізуючи про вихід параметрів за межі допустимих значень з автоматичним запуском реєстрації аварійної інформації.

Забезпечена можливість зберігання сформованих файлів аварійної інформації в відповідних базах даних.

Основні елементи СМОЕ рівня ТП змонтовані в приміщенні щита керування тягової підстанції.

Система моніторингу стану обладнання тягової підстанції щодо надійності відповідає вимогам діючих нормативних документів.

Система створена як відновлювана, ремонтпридатна система, розрахована на багаторічне функціонування у безперервному режимі.

Показники надійності забезпечуються за рахунок:

- вибору відповідних технічних засобів;
- автономності та взаємозамінності окремих компонентів системи;
- відповідного регламентного обслуговування;

Обчислювальний модуль, апаратура локальної обчислювальної мережі, АРМ чергового підстанції мають живлення від щита власних потреб та щита постійного струму.

СМОЕ не формує помилкових даних при подачі і знятті напруги живлення.

Структура та функції оперативного персоналу, який експлуатує СМОЕ, відповідають існуючим структурам та функціям, які визначаються діючими на підприємстві посадовими інструкціями та уточнюються при експлуатації та розширенні системи.

В системі передбачений захист від помилкових дій персоналу.

Вимірювальна частина СМОЕ зосереджена в цифрових реєстраторах типу «Регіна», які занесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки.

Все обладнання, апаратура, матеріали та кабельна продукція, яка використовувалась для виконання робіт, а також спеціальні засоби, інструменти та прилади атестовані, мають сертифікати відповідності міжнародним та державним стандартам, що діють в Україні.

СМОЕ та її окремі компоненти відповідають природоохоронному законодавству України. Вплив на навколишнє середовище не перевищує відповідні встановлені значення.

Загальні ергономічні вимоги до робочих місць відповідають [82]. Ергономічні рішення забезпечують зручність експлуатації, технічного обслуговування та ремонту апаратури.

В якості засобів відображення інформації, використовуються пристрої, які забезпечують діалог між оперативним персоналом та системою в найзручнішій для людини формі.

Система відображення інформації відповідає вимогам [83] (розділ 5), [84] (розділ 4) та [85].

При компонуванні інформації та формування відеокадрів для представлення оперативному персоналу використовувались наступні принципи:

- групування мнемонічних символів пристроїв та повідомлень по функціональним ознакам або по технологічному обладнанню;
- виділення формою, кольором, розмірами найбільш суттєвих елементів моніторингу, а також виділення кольором параметрів, які виходять за припустимі межі від нормативних значень.

4.4 Висновки до розділу 4

1. Визначені вимоги, яким повинна відповідати створювана система моніторингу тягової підстанції, стосуються функцій моніторингу, діагностування та забезпечення якісною інформацією у відповідності з документами, задекларованими державними та міжнародними стандартами для інформаційних систем енергетики, що дозволить інтегруватися до єдиного комплексу разом з системами релейного захисту та управління та забезпечувати інформативність в нормальних, аварійних та післяаварійних режимах.

2. Розкриттю функціональних особливостей СМОЕ сприяють вироблені принципи їх побудови, втілення яких дозволить опрацьовувати в реальному часі громіздські масиви інформації зі збереженням необхідної точності та високої надійності.

3. Структура СМОЕ вибрана інтегрованою та ієрархічно орієнтованою у відповідності до виконуваних задач цифрової реєстрації параметрів процесів з подальшим аналізом та візуалізацією даних. Завдяки цьому інформація відображається на моніторах АРМ чергового тягової підстанції та стає

доступною для дослідження черговим диспетчерам дистанції електропостачання, диспетчерам енергодиспетчерського пункту дороги та черговим диспетчерам центрального енергодиспетчерського пункту Укрзалізниці.

4. Створення у структурі СМОЕ підсистеми цифрової реєстрації параметрів процесів дозволило формувати первинну інформацію про технологічні параметри роботи основного обладнання, проводити її накопичення та первинну обробку та забезпечувати можливість виявляти порушення нормального режиму, своєчасно виявляти та локалізувати виникаючі пошкодження. Давачами інформації є вимірювальні трансформатори струму та напруги, струми збігання через ізоляцію високовольтних вводів та інформаційні сигнали від датчиків температури та вологості трансформаторної оливи.

5. Проведення безперервної обробки та аналізу первинної інформації, що надходить від підсистеми цифрової реєстрації, в реальному часі дозволяє своєчасно виконувати основні функції моніторингу стану силового трансформатора, вимірювальних трансформаторів напруги та силових вимикачів змінного струму. Одночасність отримуваної інформації зумовлює моніторити вимикачі фідерів контактної мережі, ліній ДПР та СЦБ одночасно зі станом автоматики та релейного захисту цих приєднань.

6. Завдяки застосуванню стандартних апаратно-програмних засобів обміну даними виконано локальною обчислювальною мережею із захистом від несанкціонованого доступу, що у поєднанні з синхронізацією вимірювань дозволило локальні таймери цифрових реєстраторів привести у відповідність до супутникових сигналів системи GPS та сформувати в СМОЕ єдину часову шкалу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі розв'язано важливе для господарства електропостачання залізниць України наукове завдання розвитку науково-технічних основ створення інтегрованої галузевої системи моніторингу електротехнічного обладнання тягових підстанцій і електричних мереж Укрзалізниці в напрямку розробки вимог, принципів виконання, побудови та впровадження системи, включно з розробкою нового методу визначення місця однофазного короткого замикання на землю на лініях сигналізації, централізації та блокування залізничного транспорту, що дало змогу забезпечити оперативний персонал повною та достовірною інформацією про стан електроенергетичних об'єктів залізниць, підвищити надійність та ефективність функціонування господарства електропостачання, якість та безпеку роботи рухомого складу залізниць.

Основні наукові та практичні результати роботи.

1. Аналіз практики експлуатації впроваджених більш як на 150 тягових підстанціях Укрзалізниці локальних цифрових пристроїв моніторингу параметрів режимів роботи основного електротехнічного обладнання господарства електропостачання виявив гостру потребу в розширенні переліку і покращенні якості виконуваних цими пристроями функцій, об'єднанні їх в єдину багаторівневу інформаційну мережу.

2. Досліджено характеристики і встановлено особливості одного з найвідповідальніших об'єктів моніторингу - ліній СЦБ залізничного транспорту та їх навантажень: віднесеність до першої категорії забезпечення надійності електропостачання і відповідно надто висока ціна відмов та пошкоджень, виконання з ізолюваною нейтраллю і безпосереднє сусідство з високовольтними лініями ДПР та ФКМ, нелінійність та нерівномірна розподіленість навантаження.

3. Вперше за результатами проведених експериментальних досліджень встановлено функціональні залежності параметрів робочих режимів лінії СЦБ від значення ємностей конденсаторів, увімкнених між фазами лінії та землею;

відстані до місця ОЗЗ; параметрів взаємного розташування лінії СЦБ, лінії ДПР та ФКМ, що покладені в основу розробленої нової математичної моделі лінії.

4. Вперше розроблено математичну модель вузла електричної мережі з лінією СЦБ, яка дозволяє врахувати електромагнітний вплив сусідніх ліній ДПР та ФКМ на струми та напруги лінії СЦБ.

5. Виконані експериментальні дослідження параметрів нормального, аварійного та післяаварійного режимів лінії СЦБ з підключеними між кожною з її фаз і землею ємностями та без них. Результатами цих досліджень доведено, що заземлення нейтралі живлячого лінію СЦБ трансформатора, здійснюване при визначенні місця ОЗЗ, рівноцінне заземленню нейтралі зірки трьох конденсаторів, що підключені до фаз лінії. Показано, що включення конденсаторів сприяє зниженню несиметрії напруг робочих режимів лінії СЦБ.

6. Виконано аналіз існуючих методів визначення місця ОЗЗ на повітряних лініях з ізолюованою нейтраллю розподільних електромереж напругою 6-35 кВ, за результатами якого встановлено необхідність розробки нового методу визначення місця ОЗЗ на лініях СЦБ, оскільки жоден з розглянутих відомих методів не спроможний врахувати особливості цих ліній та їх навантаження і забезпечити достовірне визначення місця пошкодження.

7. Розроблено новий метод автоматичного визначення місця ОЗЗ на лініях СЦБ залізниць, реалізація якого не потребує відключення лінії, дозволяє зменшити час і витрати на пошук місця пошкодження, підвищити точність визначення відстані до нього.

8. Розроблено технічні вимоги, принципи побудови, визначені функції та структура багаторівневої Інтегрованої системи моніторингу обладнання господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці.

9. Результати роботи впроваджені у промисловому виробництві базового елемента Інтегрованої системи моніторингу - апаратно-програмного комплексу «Регіна», в якому реалізовано розроблений автором метод визначення місця ОЗЗ на лініях СЦБ.

10. Інтегровану систему моніторингу впроваджено на 3-х тягових підстанціях Укрзалізниці, що дало змогу забезпечити оперативний персонал максимально повною та достовірною інформацією про стан електроенергетичних об'єктів і таким чином підвищити надійність, безпеку та ефективність функціонування господарства електропостачання залізниць і залізничного транспорту.

11. Достовірність та практичне значення отриманих в роботі результатів у вигляді наукових положень і висновків підтверджується коректним застосуванням теоретичних і експериментальних методів досліджень, спрямованих на розв'язання поставлених в дисертації задач, результатами порівняння параметрів різних режимів роботи лінії СЦБ, одержаних розрахунком за її математичною моделлю і під час експериментальних досліджень, а також практикою експлуатації впровадженої системи моніторингу на тягових підстанціях Укрзалізниці.

12. Подальше використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи доцільно здійснювати шляхом подальшого розширення впровадження розробленої системи для моніторингу параметрів обладнання електроенергетичних об'єктів Укрзалізниці, а також при підготовці наукових та перепідготовці інженерних кадрів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки. *Праці ІЕД НАН України*. 2015. Вип Х. С. 4-18.
2. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. *Праці ІЕД НАН України*. 2011. Частина 1. С. 5-20.
3. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П., Баталов А.Г. Технологічний базис інтелектуальної об'єднаної електричної системи України. *Праці ІЕД НАН України*. 2011. Частина 1. С. 20-31.
4. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2012. №5. С. 52-66.
5. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Інформаційне забезпечення задач керування електроенергетичними системами. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2012. Вип. 30. С. 13-22.
6. Стогній Б.С., Оболонський Д.І., Сосновський В.В., Сопель М.Ф. Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна» – система моніторингу електроенергетичного обладнання підстанцій. *Новини енергетики*. Спец. вип. 2003. С. 48-50.
7. Стогній Б.С., Сопель М.Ф. Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна». *Новини енергетики*. 2000. №10. С. 44.
8. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Стасюк А.И., Стасюк И.А. Методы организации компьютерных систем коммерческого управления электрическими объектами. *Зб. наук. праць. Моделювання та інформаційні технології. ІПМЕ НАН України*. 2002. Вип. 15. С. 3-15.
9. Стогній Б.С., Сопель М.Ф. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу. *Технічна електродинаміка*. 2013. №1. С. 62-69.

10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. №3. С. 47-48.
11. Анохов І.В., Міщечкін В.Г., Зубко А.В., Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Стасюк О.І. Комп'ютерна система реєстрації аварійних режимів на тягових електричних підстанціях залізниць: деклараційний патент на винахід №32395А Україна, МПК G06F 17/60; заявл. 10.12.99; опубл. 15.12.00, Бюл. №7-П.
12. Доманський І.В. Перспективи розвитку схемно-технічних рішень зовнішнього електропостачання тягових підстанцій залізниць. *Вісник НТУ «ХПИ»*. 2013. №5(979). С. 54-65.
13. Хворост, Н.В., Панасенко Н.В. Электрические железные дороги: этапы и перспективы развития. *Електротехніка і електромеханіка*. 2003. №4. С.104-113.
14. Правила улаштування електроустановок. Х.: Індустрія, 2014. 800 с.
15. Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. М.: Высшая школа, 1990. 144 с.
16. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1982. 528 с.
17. Бондар І.Л., Бондар О.І., Остапчук О.В., Сиченко В.Г. Електропостачання промислових підприємств залізничного транспорту. Дніпро: Вид-во Маковецький, 2012. 268 с.
18. Ратнер М.П., Могилевский Е.Л. Электроснабжение нетяговых потребителей железных дорог. М.: Транспорт, 1985. 295 с.
19. Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. М.: Транспорт, 1978. 536 с.
20. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.В., Максимчук В.Ф. Створення глобальної інформаційної системи безперервного моніторингу та діагностування тягових підстанцій змінного та постійного струму електрифікованих залізниць України. *Матеріали II міжнародної науково-*

технічної конференції [«Інтелектуальні енергетичні системи ESS'11»] (Київ 7-10 червня 2011) / Національна академія наук України, Інститут електродинаміки. 2011. С. 72-77.

21. Герман Л.А., Векслер М.И., Шелом И.А. Устройства и линии электроснабжения автоблокировки. М.: Транспорт, 1987. 192 с.

22. Стогний Б. С. Сопель М. Ф., Рогоза В. В., Голубов О. Ю. Особенности определения расстояния до места замыкания на землю на линиях автоблокировки электрифицированных железных дорог. *Промелектро*. 2010. №2. С. 28-33.

23. Стогний Б.С., Рогоза В.В., Сопель М.Ф., Голубов О.Ю. Определение места однофазного замыкания на землю. *Технічна електродинаміка*. 2007. №2. С. 60-63.

24. Стогний Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф. Моніторинг стану ліній 10(6) кВ сигналізації, централізації та блокування електрифікованих залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2016. №1. С. 40-46.

25. Сирота И.М., Кисленко С.Н., Михайлов А.М. Режимы нейтрали электрических сетей. Киев: Наукова думка, 1985. 264 с.

26. Стогний Б.С., Рогоза В.В., Сопель М.Ф., Голубов О.Ю. Определение места однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью. *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск*. 2004. С. 116-118.

27. Гребченко М.В., Бельчев І.В. Спосіб визначення відстані до місця виникнення локального дефекту ізоляції та опору цього дефекту у розподільчих мережах: патент на винахід № 100180 Україна, МПК G01R 31/08 (2006.01); заявл. 21.03.2011; опубл. 26.11.2012, Бюл. № 22.

28. Баран П.М., Кідиба В.П., Равлик О.М. Визначення виду та місця пошкодження на лініях з відгалуженням. *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2008. №615. С. 8-13.

29. Фигурнов Е.П. Релейная защита. М.: ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2009. 604 с.

30. Шалит Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1982. 312 с.
31. Стогний Б. С., Рогоза В. В., Сопель М. Ф., Голубов О. Ю. Определение места однофазного замыкания на землю. *Технічна електродинаміка*. 2007. №2. С. 60-63.
32. Сопель М. Ф., Тутик В. Л., Щербакова И. А. Математические модели и информационные технологии идентификации аварийных режимов электрических сетей. *Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці*. 2008. Вип. 46. С. 192-199.
33. Стасюк А. И., Сопель М. Ф., Новокрещенов И. А. Корпоративно-информационные системы мониторинга тяговых электрических сетей. *Материалы третьей международной научно-практической конференции [«Проблемы экономики и управления на железнодорожном транспорте»]* (Судак, Україна 23-27 червня 2008) / Киевский университет экономики и технологий транспорта. 2008. С. 241-242.
34. Стогній Б. С., Сопель М. Ф. Стасюк О. І., Тутик В. Л., Щербакова І. О., Железняк А. Л., Гончарова Л. Л., Подлесних Є. Г. Комп'ютерна система моніторингу і визначення місця аварій силових мереж СЦБ: патент на корисну модель № 41967 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 17.06.2008; опубл. 25.06.2009, Бюл. № 12.
35. Сопель М., Тутик В., Щербакова И., Подлесных Е. Математические модели и методы компьютерного мониторинга силового электрического оборудования. *Збірник наукових праць ДЕТУТ. Серія «Транспортні системи і технології»*. 2007. Вип. 12. С. 110-117.
36. Качесов В. Е. Способ определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях: патент на изобретение № 2216749 Россия, МПК 7 G01R31/08; заявл. 27.03.2001; опубл. 20.11.2003.
37. Красных А. А., Кривошеин И. Л., Козлов А. Л., Литвинов Д. Г., Машковцев И. И. Способ определения места однофазного замыкания на землю в

разветвленной воздушной ЛЭП с изолированной нейтралью: патент на изобретение № 2563340 Россия, МПК G01R31/08; 2015.

38. Говорков В.А. Электрические и магнитные поля. М.: Энергия, 1968. 487 с.

39. Герман Л.А., Калинин А.Л. Электроснабжение автоблокировки и электрической централизации. М: Транспорт, 1974. 168 с.

40. ДСТУ 2626-94 Сумісність технічних засобів електромагнітна. Стійкість до імпульсного магнітного поля. Технічні вимоги і методи випробувань. К.: Держстандарт України. 1994. 54 с.

41. ДСТУ 2465-94 Сумісність технічних засобів електромагнітна. Стійкість до магнітних полів частоти мережі. Технічні вимоги і методи випробувань. К.: Держстандарт України. 1994. 62 с.

42. ГОСТ 29254-91 Совместимость технических средств электромагнитная. Аппаратура измерения, контроля и управления технологическими процессами. Технические требования и методы испытаний на помехоустойчивость. К.: Издательство стандартов. 1992. 11 с.

43. ГОСТ 29216-91 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационной техники. Нормы и методы испытаний. К.: Издательство стандартов. 1992. 15 с.

44. Миронов О.С., Дяченко М.Д., Бурлака В.В., Бублик С.К. Спосіб визначення відстані до місця однофазного замикання на землю або дефекту ізоляції в електричних мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллю: патент на винахід №94145 Україна, МПК G01R 31/08; заявл. 03.08.2009; опубл. 11.04.2011, Бюл. №7.

45. Зевеке Г.В., Ионкин П.А., Нетушил А.В., Страхов С.В. Основы теории цепей. М.: Энергоатомиздат. 1989. 528 с.

46. Сердюк Т.Н., Гаврилюк В.И. Взаимодействие системы тягового электроснабжения постоянного тока с рельсовыми цепями. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2007. №4. С.108-112.

47. Щека, В.І. Організація захисту рейкових кіл від електромагнітних завад з боку контактної мережі. *Електромагнітна сумісність та безпека на залізничному транспорті*. 2011. №1. С.84-90.
48. Костроминов А.М. Защита устройств железнодорожной автоматики и телемеханики от помех. М.: Транспорт. 1997. 192 с.
49. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электричні мережі та системи. Київ, НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
50. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Стасюк О.І., Камінський Р.Б., Пилипенко Ю.В., Дячук С.Я., Панюшкін О.М. Системи синхронізації функціонування засобів вимірювання та автоматизації в енергетиці: патент на корисну модель №73434 МПК G06F 17/18; заявл. 28.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.
51. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
52. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. М.: Высшая школа. 1996. 638 с.
53. Фигурнов Е.П., Петрова Т.Е. Релейная защита систем электроснабжения. Расчеты защит от коротких замыканий и перегрузки. Ч.1. Тяговые сети постоянного тока напряжением 3,3 кВ. Ростов н/Д: Рост. гос. ун-т путей сообщения. 1998. 76 с.
54. Фигурнов Е.П., Петрова Т.Е. Релейная защита систем электроснабжения. Расчеты защит от коротких замыканий и перегрузки. Ч.2. Тяговые сети переменного тока напряжением 27,5 кВ. Ростов н/Д: Рост. гос. ун-т путей сообщения. 1998. 90 с.
55. Стогний Б.С., Оrobeц Ю.Н., Супруновская Н.И. Методика определения места повреждения ЛЭП на базе микропроцессорной системы регистрации. *Всесоюзная научно-техническая конференция* [«Проблемы комплексной автоматизации электроэнергетических систем на основе микропроцессорной техники»] К.: Институт электродинамики. 1990. Часть I. С. 58-64.

56. Платонов В.В., Быкадыров В.Ф. Определение мест повреждения на трассе кабельной линии. М.: Энергоатомиздат. 1993. 256 с.
57. Кузнецов А.П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. М: Энергоатомиздат. 1989. 94 с.
58. Фигурнов Е.П., Бодров П.А. Определение места однофазного замыкания на землю в высоковольтных линиях электроснабжения автоблокировки железных дорог. *Релейная защита и автоматика энергосистем. Сборник докладов*. М: ВВЦ. 2004. С. 88-93.
59. Шалин А.И., Сарин Л.И., Ильиных М.В. Определение места замыкания на землю на воздушных линиях 6-35 кВ. *Новости Электротехники*. 2005. № 1(31). С. 73-75.
60. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Стасюк О.І., Тутик В.Л., Щербакова І.О., Железняк А.Л., Гончарова Л.Л., Подлесних Є.Г. Комп'ютерна система моніторингу і визначення місця аварії силових мереж СЦБ: патент на корисну модель № 41967 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 17.06.2008; опубл. 25.06.2009, Бюл. № 12.
61. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 1974. 680 с.
62. Ионкин П.А., Курдюков И.И., Кухаркин Е.С. Типовые примеры и задачи по теоретическим основам электротехники. М.: Высш. шк. 1965. 319 с.
63. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов. М.: Наука. 1986. 544 с.
64. Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях. *Технічна електродинаміка*. 2016. №4. С. 83-85.
65. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия. 1976. 519 с.
66. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вибір алгоритму визначення відстані замикання на землю та необхідних для цього інформаційних складових параметрів режиму. *Праці ІЕД НАН України*. 2017. №48. С. 22-26.

67. Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення місця однофазного замикання на землю в умовах електромагнітного впливу на повітряні лінії сигналізації, централізації та блокування залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2019. №1. С. 50-54.
68. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Стретович В.М., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Пилипенко Ю.В., Тутик В.Л. Мікропроцесорна система визначення відстані до місця замикання на землю в нерозгалуженій системі з ізольованою нейтраллю напругою 6-35 кВ: патент на корисну модель №116005 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 08.09.2016; опубл. 10.05.2017, Бюл. №9.
69. ДСТУ 2709-94. Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення. К.: Держстандарт України. 2001. 10 с.
70. РД 50-34.698-90 Методеские указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов М.: ИПК Издательство стандартов. 1992. 27 с.
71. Сопель М.Ф. Моніторинг в електроенергетиці: дис. докт. техн. наук: 05.14.02 / НАН України. Інститут електродинаміки. Київ: 2015. 428 с.
72. Стогній Б.С., Рогоза В.В., Кириленко А.В., Сопель М.Ф., Холоденко Ю.Н. Микропроцессорные системы в электроэнергетике. К.: Наук. Думка. 1988. 232 с.
73. Стогній Б.С., Гуляев В.А., Кириленко А.В., Левитский В.Г., Полищук В.Г., Сопель М.Ф. Интегрированные экспертные системы диагностирования в электроэнергетике. К.: Наук. Думка. 1992. 248 с.
74. Тутик В.Л., Максимчук В.Ф., Панов А.В., Камінський Р.Б., Тарасевич П.Й., Невечеря І.В. Засоби моніторингу на електроенергетичних об'єктах. *Матеріали II міжнародної науково-технічної конференції* [«Інтелектуальні енергетичні системи ESS'11»] (Київ 7-10 червня 2011) / Національна академія наук України, Інститут електродинаміки. 2011. С. 157-162.

75. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Михайлевський О.С., Панов А.В., Стасюк О.І., Тарасевич П.Й., Войтов Д.В. Мікропроцесорна система моніторингу і прогнозу залишкового ресурсу елегазових високовольтних вимикачів: патент на корисну модель №73398 Україна, МПК G07C 3/10; заявл. 23.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

76. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Сорочинський В.В., Дячук С.Я., Стасюк О.І., Михайлевський О.С. Підсистема моніторингу і вводу дискретної інформації інформаційно-діагностичного комплексу Регіна: патент на корисну модель №73365 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 16.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

77. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Довгодько Ю.М., Сорочинський В.В., Михайлевський О.С. Підсистема моніторингу і вводу аналогової інформації інформаційно-діагностичного комплексу Регіна: патент на корисну модель №81842 Україна, МПК G06F 17/18; заявл. 05.02.2013; опубл. 10.07.2013, Бюл. №13.

78. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В., Панов А.В., Тутик В.Л., Стасюк О.І. Мікропроцесорна система моніторингу параметрів ізоляції високовольтних вводів силових трансформаторів: патент на корисну модель №108206 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 22.12.2015; опубл. 11.07.2016, Бюл. №13.

79. Максимчук В.Ф., Сопель М.Ф., Стогній Б.С. Система мониторинга состояния оборудования тяговых подстанций. *Тезисы 7-го международного симпозиума* [«Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта Eltrans'2013»] (Санкт-Петербург 8-11 октября 2013) / Санкт-Петербург: ПГУПС. 2013. С. 65-66.

80. Пилипенко Ю.В., Максимчук В.Ф. Розвиток оперативно-інформаційного комплексу служб електропостачання. *Матеріали VIII міжнародної науково-практичної конференції* [«Електрифікація залізничного

транспорту Траснелектро – 2015»] (Одеса 29 вересня – 2 жовтня 2015) / Д.: ДНУЗТ. 2015. С. 51-52.

81. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. М.: Стандартинформ. 2006. 59 с.

82. ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. М. Издательство стандартов. 1990. 4 с.

83. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования. М. Издательство стандартов. 1982. 15 с.

84. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. М. ИПК Издательство стандартов. 2001. 6 с.

85. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. М. Издательство стандартов. 1986. 9 с.

86. Huaping S., Zhengyou H., Qingquan Q. 10kv railway auto-blocking and continuous power transmission line fault information process system research. *Journal of Xi An Jiaotong University*. – 2004.

87. Zhenqyou H., Qian W., Qingquan Q. Intelligent multi-agent approach to fault location and diagnosis on railway 10 kV automatic blocking and continuous power lines. *Proceedings of the 2nd International Workshop on Autonomous decentralized system*. 2002. P. 336-341.

88. Bogdashova L. V., Kacchesov V. E. Parametric on-line fault methods for distribution MV networks. *IEEE Russia Power Tech*. 2005. P. 1-7.

89. Gale P. F. Cable fault location by impulse current method. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*. 1975. Vol. 122, No. 4. P. 403-408.

90. Steiner J. P., Weeks W. L., Ng H. W. An automated fault locating system. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 1992. Vol. 7, No. 2. P. 967-978.
91. Li Z., Yihan Y., Xiuyuan Y. Research and implementation of off-line fault location for distribution network. *Automation of Electric Power Systems*. 2009. Vol. 32, No. 1. P. 81-86.
92. Huifen Z., Zhencun P., Zaizhong S. Injecting current based method for fault location in neutral isolated power system. *Automation of Electric Power Systems*. 2004. Vol. 28, No. 3. P. 64-66.
93. Jshepkov V. A., Gorunov V. N., Vladimirov L. V. Remote control determining the location of power lines damaged with single phase ground fault. *2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. – 2016. P 1-5.
94. Raisz D., Gonczi J. Fault location methods at compensated MV networks. *49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2014. P 1-5.
95. Raisz D., Dan A. M., Papp A. Operation experience with a new fault location system for MV networks. *15th International conference on harmonics and quality of power (17-20 June, 2012)*. 2012. P. 689-694.
96. Magnago F. H., Abur A. Fault locating using wavelets. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 1998. Vol. 13, No. 4. P. 1475-1480.
97. Thomas D. W. P., Christopoulos C., Carvalho R. J. O., Pereira E. T. Single and double ended travelling-wave fault location on a MV system. *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*. 2004. P. 200-203.
98. Suyun Y., Yi W., Hong S. Research on fault monitoring for railway automatic blocking and continuous transmission lines. *2010 2nd International conference on future computer and communication*. 2010. V3. P. 432-435.
99. IEEE Std C37.114-2014. IEEE Guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines. – 2004.

100. Altonen J., Wahlroos A. Advancements in earth-fault location in compensated networks. *2nd International Conference on Electricity Distribution. CIRED 2011 Frankfurt*. P. 1-4.
101. Hänninen S., Lehtonen M. Earth fault distance computation with fundamental frequency signals based on measurements in substation supply bay. *VTT Research Notes 2153, Espoo*. 2002. P. 1-43.
102. Schegner P., Eberl G. Computation of the earth fault distance in compensated MV-networks by evaluating steady state values. *14th PSCC, Sevilla*. 2002. P 1-6.
103. Altonen J., Wahlroos A. Novel algorithm for earth-fault location in compensated MV networks. *CIRED 22nd International conference on electricity distribution (Stockholm – June 10-13, 2013)*. 2013. Paper № 606.
104. Mora-Florez J., Meléndezal J., Carrillo-Caicedo G. Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. *Electrical Power Systems Research*. 2008. Vol. 78, No 4. P. 657–666.
105. Ratan Das. Determining the locations of faults in distribution systems. Doctoral thesis. University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, 1998, P. 206.
106. Ramar K., Member S., Ngu E. E. A new impedance-based fault location method for radial distribution systems. *IEEE PES General Meeting*. 2010. P. 1–9.
107. Ferreira G. D., Gazzana D. S., Bretas A. S., Netto A. S. A unified impedance-based fault location method for generalized distribution systems. *2012 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet (Jul. 2012)*. 2012. P. 1-8.
108. Lee S. J., Choi M. S., Kang S. H., Jin B. G., Lee D. S., Ahn B. S., Yoon N. S., Kim H. Y., Wee S. B. An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004. Vol. 19. P. 524-532.
109. Salim R. H., Resener M., Filomena A. D., Caino de Oliveira K. R., Bretas A. S. Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2009. Vol. 24. P. 508-516.

110. Pereira R. A. F., Da Silva L. G. W., Kezunovic M., Mantovani J. R. S. Location of single line-to-ground faults on distribution feeders using voltage measurements. *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*. 2006. P. 1-6.
111. Senger E. C., Manassero G., Goldemberg C., Pellini E. L. Automated fault location system for primary distribution networks. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. P. 1332-1340.
112. Si Q., Chen Q., Sun K., Huang X. A hybrid fault location method for power distribution systems. *2016 IEEE PES Asia-Pacific power and energy conference (Xi'an, China)*. 2016. P. 583-587.
113. Nian M., Dongyuan S., Zengli Y. A Practical matrix-based fault location algorithm for complex distribution network. *Automation of electric power systems*. 2007. Vol. 31, No. 10. P. 66-70.
114. Lo K. L., Ng H. S. Power systems faults diagnosis using petrinets. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*. 1997. Vol. 144, No. 3. P. 231-236.
115. Hadjicostis C., Verghese G. C. Power system monitoring using petrinet embedding. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*. 2000. Vol. 147, No. 5. P. 299-303.
116. Chen C. S., Ke Y. L., Wu I. S. Coloured Petrinets approach for solving distribution system contingency by considering customer load patterns. *IEE Proceedings: generation, transmission and distribution*. 2001. Vol. 148, No. 5. P. 463-470.
117. Huang Y. C., Huang C. M., Liao C. C. A new intelligent fast Petrinet model for fault section estimation of distribution systems. *International Conference on power system technology, proceedings (Perth, Australia – December 4-7, 2000)*. 2000. P. 218-222.

118. Zheng Q., Sichang X., Binqyu W. Research on algorithm for single-phase-to-earth fault section location in medium voltage distribution. *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2012, P. 1-5.
119. Haoshuai J., Tao Z., Ping Z. Fault location algorithm for distribution system based on fault region searching. *Automation of Electric Power Systems*. 2012. Vol. 36. P. 62-66.
120. Hänninen S. Lehtonen M. Earth fault distance computation with fundamental frequency signals based on measurements in substation supply bay. *VTT Technical Research center of Finland*. 2002. P. 1-43.
121. Thoman P., Orsagova J., Topolanek D. Location of the earth faults in MV compensated networks. *2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008)*. 2008. P. 327-331.
122. Welfonder T., Leitloff V., Feuillet R., Vitet S. Location strategies and evaluation of detection algorithms for earth faults in compensated MV distribution systems. *IEEE Transactions on power delivery*. 2000. Vol. 15, № 4. P. 1121-1128.
123. Xinzhou D., Yaozhong G., Bingyin H. Researches of fault location based on current travelling waves. *Proceedings of the CSEE*. 1999. Vol. 19, No.4. P. 76-80.
124. Zhenqyou H., Cai Y., Qingquan Q. Study on adaptation of traveling waves based on wavelet transformation for fault location in automatic blocking and continuous power transmission lines. *2005 IEEE/PES Transmission and distribution conference and exhibition: Asia and Pacific (Dalian, China)*. 2005. P. 1-6.
125. Ye L., You D., Yin X., Wang K., Wu J. An improved fault-location method for distribution system using wavelets and support vector regression. *Electrical Power and Energy Systems*. 2014. Vol. 55. P. 467–472.
126. Borghetti A., Member S., Bosetti M., Nucci C. A., Paolone M., Abur A. Integrated use of time-frequency wavelet decompositions for fault location in distribution networks: Theory and experimental validation. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010. Vol. 25, No. 4. P. 3139– 3146.

127. Borghetti A., Bosetti M., Di Silvestro M., Nucci C. A., Paolone M. Continuous wavelet transform for fault location in distribution power networks: definition of mother wavelets inferred from fault originated transients. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol. 23. P. 380-388.
128. Ping C., Bingyin X., Jing L. Modern traveling wave based fault locator and its operating experience. *Automation of Electric Power Systems*. – 2003. – Vol. 27, No. 6.
129. Haifeng Z., Yulin Q., Huibin J. Medium voltage distribution network traveling wave fault location method based on wavelet packet energy spectrum. *2011 The International conference on advanced power system automation and protection*. 2011. P. 1650-1655.
130. Tao J., Yumei W., Qianqian Y., Ying S. Fault location technique of railway automatic blocking and continuous power transmission lines using travelling waves. *Proceedings of the 29th Chinese control conference (Beijing, China – July 29-31, 2010)*. 2010. P. 4068-4072.
131. Braciník P., Höger M., Rafajdus P., Kováč M., Otčenášová A., Roch M. The verification of data acquisition approach for new fault location method in medium voltage networks. *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*. 2011. P. 1-4.
132. Braciník P., Höger M., Altus J., Kováč M. Testing of new fault location method for medium voltage networks. *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*. 2011. P. 1-7.
133. Höger M., Braciník P., Altus J., Otčenášová A. Fault location in medium voltage networks by the help of adapted triangulation principle. *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Göteborg, Sweden*. 2010. P. 1-5.
134. Höger M., Braciník P. Possible application of triangulation principles for fault location in 22 kV Distribution Networks. *Proceedings of 11th Scientific conference Electric power engineering (Brno, Czech Republic – May, 2010)*. 2010. P. 169-172.

135. Rafajdus P., Branchik P., Juraj A. Transient analysis of voltage transformer in order to fault location in medium voltage network. *2010 IEEE 26-th Convention of Electrical and Electronics Engineers in Israel*. 2010. P. 1-5.
136. Peretto L., Sasdelli R., Scala E., Tinarelli R. Performance Characterization of a measurement system for locating transient voltages sources in power distribution networks. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2009. Vol. 58, No. 2. P. 450-456.
137. Pererro L., Tinarelli R., Bauer A., Pugliese S. Fault location in underground power networks: a case study. *ISGT 2011*. 2011. P. 1-6.
138. Tashakkori A., Peter J. Islam W. S. A Travelling wave detector based fault location device and data recorder for medium voltage distribution systems. *Australasian Universities Power Engineering Conference*. 2016. P. 1-5.
139. Zimath S. L. Ramous M. A. F., Filho J. E. S. Comparison of impedance and travelling wave fault location using real faults. *IEEE PES T&D 2010*. 2010. P. 1-5.
140. Francisco S. C., Sandoval C. J. Detection of fault induced transients in E.H.V. transmission lines for the development of a fault locator system. *International Conference on Power Systems Transients – IPST 2003 in New Orleans, USA*. 2003. P.1-6.
141. Elhaffar A. Elkalashy N. I. Lehtonen M. Experimental investigation on multi-end fault location system based on current traveling waves. *2007 IEEE Lausanne Power Tech*. 2007. P. 1-6.
142. Swift G. W. The spectra of fault-induced transients. *IEEE Transaction on power apparatus and systems*. Volume: PAS-98 , Issue: 3. 1979. P. 940-947.
143. Kachesov V., Larionov V., Ovsyannikov A. Overvoltage monitoring for single-phase arc-to-ground failures in distribution cable networks. *Power Technology and Engineering*. 2002. Vol. 36, No.4. P. 207-213.
144. Kachesov V., Ovsaynnikov A. On-line fault locating in distribution networks. 7th Korea-Russia International Symposium on Science and Technology, Proceedings KORUS. 2003. 2003, Vol. 2, pp.484-488.

145. Mokhlis H., Li H. Non-linear representation of voltage sag profiles for fault location in distribution networks. *Electrical Power and Energy Systems*. 2011. P. 124–130.
146. Mokhlis H., Li H. Fault location estimation for distribution system using simulated voltage sags data. 2007 42nd International Universities Power Engineering Conference. 2007. P. 242–247.
147. Kraskin A. A., Krivoshein I.L., Kozlov A.L. Single-phase earth fault location in a branched distribution network 6-35 kV of overhead lines. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. 2016. P. 1-4.
148. Grebchenko N.V., Maximchuk V.F., Pylypenko Y.V. The Method of Determining Parameters of Single-Phase Fault in Network with Isolated Neutral. Materials of 2nd International Conference [“Intelligent Energy and Power System IEPS-2016”] (Київ 7-11 червня 2016) / Київ: «Кафедра». 2016. С. 116-118. DOI: 10.1109/IEPS.2016.7521880. *Xplore*: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521880>.

ДОДАТОК А
СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА
ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

Фахові видання:

1. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф. Моніторинг стану ліній 10(6) кВ сигналізації, централізації та блокування електрифікованих залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2016. №1. С. 40-46. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).
2. Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях. *Технічна електродинаміка*. 2016. №4. С. 83-85. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).
3. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вибір алгоритму визначення відстані замикання на землю та необхідних для цього інформаційних складових параметрів режиму. *Праці ІЕД НАН України*. 2017. №48. С. 22-26. (входить до міжнародної наукометричної бази ELIBRARY).
4. Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення місця однофазного замикання на землю в умовах електромагнітного впливу на повітряні лінії сигналізації, централізації та блокування залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2019. №1. С. 50-54. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).
5. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на лініях сигналізації, централізації та автоблокування залізниць. *Технічна електродинаміка*. 2020. №1. С. 48-57. (входить до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, COMPENDEX, ELIBRARY, EBSCO, PROQUEST).

Патенти на корисну модель:

6. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Сорочинський В.В., Дячук С.Я., Стасюк О.І., Михайлевський О.С. Підсистема моніторингу і вводу дискретної інформації інформаційно-діагностичного комплексу Регіна: патент на корисну модель №73365 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 16.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

7. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Михайлевський О.С., Панов А.В., Стасюк О.І., Тарасевич П.Й., Войтов Д.В. Мікропроцесорна система моніторингу і прогнозу залишкового ресурсу елегазових високовольтних вимикачів: патент на корисну модель №73398 Україна, МПК G07C 3/10; заявл. 23.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

8. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Тутик В.Л., Стасюк О.І., Камінський Р.Б., Пилипенко Ю.В., Дячук С.Я., Панюшкін О.М. Система синхронізації функціонування засобів вимірювання та автоматизації в енергетиці: патент на корисну модель №73434 Україна, МПК G06F 17/18; заявл. 28.02.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

9. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Довгодько Ю.М., Сорочинський В.В., Михайлевський О.С. Підсистема моніторингу і вводу аналогової інформації інформаційно-діагностичного комплексу Регіна: патент на корисну модель №81842 Україна, МПК G06F 17/18; заявл. 05.02.2013; опубл. 10.07.2013, Бюл. №13.

10. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В., Панов А.В., Тутик В.Л., Стасюк О.І. Мікропроцесорна система моніторингу параметрів ізоляції високовольтних вводів силових трансформаторів: патент на корисну модель №108206 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 22.12.2015; опубл. 11.07.2016, Бюл. №13.

11. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Стретович В.М., Максимчук В.Ф., Стасюк О.І., Пилипенко Ю.В., Тутик В.Л. Мікропроцесорна система визначення відстані до місця замикання на землю в нерозгалуженій системі з ізолюваною нейтраллю напругою 6-35 кВ: патент на корисну модель

№116005 Україна, МПК G06F 11/00; заявл. 08.09.2016; опубл. 10.05.2017, Бюл. №9.

Тези доповідей на наукових конференціях:

12. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.В., Максимчук В.Ф. Створення глобальної інформаційної системи безперервного моніторингу та діагностування тягових підстанцій змінного та постійного струму електрифікованих залізниць України. *Матеріали II міжнародної науково-технічної конференції* [«Інтелектуальні енергетичні системи ESS'11»] (Київ 7-10 червня 2011) / Національна академія наук України, Інститут електродинаміки. 2011. С. 72-77.

13. Максимчук В.Ф., Сопель М.Ф., Стогній Б.С. Система моніторинга состояния оборудования тяговых подстанций. *Тезисы 7-го международного симпозиума* [«Електрифікація і розвиток інфраструктури енергообеспечения тяги поездов скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта Eltrans'2013»] (Санкт-Петербург 8-11 октября 2013) / Санкт-Петербург: ПГУПС. 2013. С. 65-66.

14. Пилипенко Ю.В., Максимчук В.Ф. Розвиток оперативно-інформаційного комплексу служб електропостачання. *Матеріали VIII міжнародної науково-практичної конференції* [«Електрифікація залізничного транспорту Траснелектро – 2015»] (Одеса 29 вересня – 2 жовтня 2015) / Д.: ДНУЗТ. 2015. С. 51-52.

15. Grebchenko N.V., Maximchuk V.F., Pylypenko Y.V. The Method of Determining Parameters of Single-Phase Fault in Network with Isolated Neutral. *Materials of 2nd International Conference* [“Intelligent Energy and Power System IEPS-2016”] (Київ 7-11 червня 2016) / Київ: «Кафедра». 2016. С. 116-118. DOI: 10.1109/IEPS.2016.7521880. Xplore: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521880>.

ДОДАТОК Б

ПРАКТИЧНЕ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ РОБОТИ

ЗАТВЕРДЖУЮ :

В.о. начальника служби
електропостачання регіональної філії
«Південно-Західна залізниця»

П.М.Фисун

АКТ

впровадження на тягових підстанціях Південно-Західної залізниці
системи моніторингу обладнання

На тягових підстанціях «Бобрик» та «Іскорость» впроваджено засоби автоматичного моніторингу параметрів робочих режимів ліній електроживлення пристроїв СЦБ залізниць у відповідності з методом, який передбачає приєднання на початку лінії з ізолюваною нейтраллю фазних конденсаторів з метою визначення з необхідною точністю віддалі до місця однофазного замикання на землю.

Забезпечення необхідної точності досягається через використання запропонованого алгоритму, в якому струми замикання на землю реєструються з аварійною складовою, яка перевищує по значенню струми навантаження, та через вибір П – подібної схеми заміщення лінії з зосередженими параметрами, в якій оптимально враховуються як поздовжні опори, так і поперечні провідності.

Експлуатація систем моніторингу обладнання тягових підстанцій показала їх високу ефективність, ці системи забезпечують достатній рівень інформативності в нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи електротехнічного обладнання, що є важливим фактором забезпечення надійності роботи господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці та підвищення на цій основі безпеки руху поїздів.

Заступник начальника служби
електропостачання регіональної філії
«Південно-Західна залізниця»

І.І. Слушний